



2012

Cuentas Anuales Consolidadas

## INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de  
Repsol, S.A.:

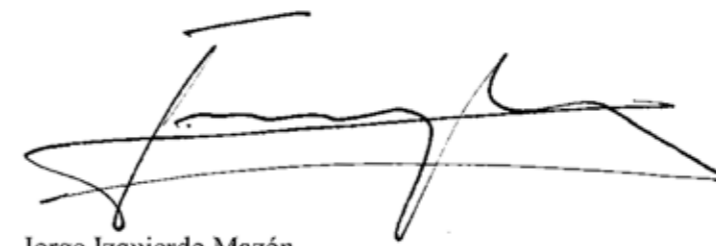
Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2012, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de 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 3.1 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol, 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 2012 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2012, 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.

Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a los cambios en la composición del Grupo Repsol señalados en la Nota 5 de la memoria adjunta, en la que se menciona que el valor por el que el Grupo tiene registrada la participación del 51% de YPF S.A. ha sido calculado sobre la base de las mejores estimaciones de los administradores de Repsol, S.A., considerando las incertidumbres existentes en relación con el desenlace de los distintos procesos contenciosos iniciados o que pudieran iniciarse. Adicionalmente, tal y como se indica en la Nota 3.3 de la memoria adjunta, como consecuencia de los mencionados cambios en la composición del Grupo Repsol y en aplicación de la normativa contable en vigor, las cifras comparativas de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y el estado de flujos de efectivo consolidado, correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2011 difieren de las contenidas en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol a dicha fecha.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2012 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, 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 2012. 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, S.A. y sociedades dependientes.

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



Jorge Izquierdo Mazón

27 de febrero de 2013



## Cuentas Anuales Consolidadas

---

Estados Financieros Consolidados .....	8
Memoria Consolidada .....	16
Anexos .....	154

<b>REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL</b>			
<b>BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS</b> al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011			
		Millones de euros	
<b>ACTIVO</b>	<b>Nota</b>	<b>31 / 12 / 2012</b>	<b>31 / 12 / 2011</b>
Inmovilizado intangible:		5.514	7.783
a) Fondo de Comercio	6	2.678	4.645
b) Otro inmovilizado intangible	7	2.836	3.138
Inmovilizado material	8	28.227	36.759
Inversiones inmobiliarias	9	25	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	11	737	699
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	5	5.392	–
Activos financieros no corrientes	13	1.313	2.450
Activos por impuesto diferido	25	3.310	2.569
Otros activos no corrientes	13	242	344
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>44.760</b>	<b>50.628</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	12	340	258
Existencias	14	5.501	7.278
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		7.781	9.222
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	15	6.081	6.555
b) Otros deudores	15	1.284	2.147
c) Activos por impuesto corriente	15	416	520
Otros activos corrientes		221	220
Otros activos financieros corrientes	13	415	674
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	13	5.903	2.677
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>20.161</b>	<b>20.329</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>64.921</b>	<b>70.957</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Balances de situación consolidados.

<b>REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL</b>			
<b>BALANCES DE SITUACIÓN CONSOLIDADOS</b> al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011			
		Millones de euros	
<b>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>Nota</b>	<b>31 / 12 / 2012</b>	<b>31 / 12 / 2011</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital		1.282	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(1.245)	(2.572)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		18.465	17.186
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		2.060	2.193
Dividendos y retribuciones		(184)	(635)
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>16</b>	<b>27.053</b>	<b>24.068</b>
Activos financieros disponibles para la venta		42	(4)
Otros instrumentos financieros		15	–
Operaciones de cobertura		(210)	(181)
Diferencias de conversión		(198)	(345)
<b>AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR</b>	<b>16</b>	<b>(351)</b>	<b>(530)</b>
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE</b>	<b>16</b>	<b>26.702</b>	<b>23.538</b>
<b>INTERESES MINORITARIOS</b>	<b>16</b>	<b>770</b>	<b>3.505</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>		<b>27.472</b>	<b>27.043</b>
Subvenciones	17	61	118
Provisiones no corrientes	18	2.258	3.826
Pasivos financieros no corrientes:	20	15.300	15.345
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		15.073	15.137
b) Otros pasivos financieros		227	208
Pasivos por impuesto diferido	25	3.063	3.839
Otros pasivos no corrientes	23	3.457	3.682
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>24.139</b>	<b>26.810</b>
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	12	27	32
Provisiones corrientes	18	291	452
Pasivos financieros corrientes:	20	3.790	4.985
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		3.721	4.902
b) Otros pasivos financieros		69	83
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		9.202	11.635
a) Proveedores	24	4.376	4.757
b) Otros acreedores	24	4.507	6.522
c) Pasivos por impuesto corriente	24	319	356
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		<b>13.310</b>	<b>17.104</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>		<b>64.921</b>	<b>70.957</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

**REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL**  
**CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS**  
 correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

Millones de euros

	Nota	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011 <sup>(1)</sup>
Ventas		57.193	49.994
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos		1.731	909
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(389)	711
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		273	206
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	17	13	17
Otros ingresos de explotación		772	800
<b>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>27</b>	<b>59.593</b>	<b>52.637</b>
Aprovisionamientos		(44.471)	(39.607)
Gastos de personal		(1.977)	(1.809)
Otros gastos de explotación		(6.128)	(5.421)
Amortización del inmovilizado		(2.587)	(2.069)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(144)	(182)
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>27</b>	<b>(55.307)</b>	<b>(49.088)</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>4.286</b>	<b>3.549</b>
Ingresos financieros		128	166
Gastos financieros		(994)	(871)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		26	150
Diferencias de cambio		11	(308)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		(28)	1
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>28</b>	<b>(857)</b>	<b>(862)</b>
<b>Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos</b>	<b>11</b>	<b>117</b>	<b>72</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>3.546</b>	<b>2.759</b>
Impuesto sobre beneficios	25	(1.581)	(991)
<b>Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas</b>		<b>1.965</b>	<b>1.768</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		(75)	(111)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>		<b>1.890</b>	<b>1.657</b>
<b>Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos</b>	<b>5</b>	<b>279</b>	<b>776</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	5	(109)	(240)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS</b>	<b>5</b>	<b>170</b>	<b>536</b>
<b>RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>2.060</b>	<b>2.193</b>
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>Euros / Acción</b>	<b>Euros / Acción <sup>(2)</sup></b>
Básico	16	1,70	1,72
Diluido	16	1,70	1,72

<sup>(1)</sup> Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. y YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.3 "Comparación de la información".

<sup>(2)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito en la Nota 16.1 y de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.3 "Comparación de la información".

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas.

**REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL**  
**ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS CONSOLIDADOS**  
 correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2012 y 2011

Millones de euros

	Nota	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO <sup>(1)</sup> (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)</b>		<b>2.244</b>	<b>2.544</b>
<b>INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:</b>			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		39	(14)
Por otros instrumentos financieros		18	–
Por coberturas de flujos de efectivo		(65)	(124)
Diferencias de conversión		(489)	527
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(28)	(17)
Entidades valoradas por el método de la participación		(5)	(3)
Efecto impositivo	16	(1)	24
<b>TOTAL</b>		<b>(531)</b>	<b>393</b>
<b>TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:</b>			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		26	–
Por coberturas de flujos de efectivo		40	77
Diferencias de conversión		542	3
Efecto impositivo	16	(14)	(20)
<b>TOTAL</b>		<b>594</b>	<b>60</b>
<b>TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS</b>		<b>2.307</b>	<b>2.997</b>
a. Atribuidos a la entidad dominante		2.222	2.481
b. Atribuidos a intereses minoritarios		85	516

<sup>(1)</sup> Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: "Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas" y "Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos".

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados.

**REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL**  
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADOS**  
 correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

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				
<b>SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2010</b>	<b>1.221</b>	<b>19.343</b>	<b>-</b>	<b>4.693</b>	<b>(1.117)</b>	<b>24.140</b>	<b>1.846</b>	<b>25.986</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SALDO INICIAL AJUSTADO</b>	<b>1.221</b>	<b>19.343</b>	<b>-</b>	<b>4.693</b>	<b>(1.117)</b>	<b>24.140</b>	<b>1.846</b>	<b>25.986</b>
<b>TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS</b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>	<b>-</b>	<b>2.193</b>	<b>298</b>	<b>2.481</b>	<b>516</b>	<b>2.997</b>
<b>OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS</b>								
Ampliación / (Reducción) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-
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
<b>OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	4.707	-	(4.693)	(24)	(10)	10	-
Otras variaciones	-	(4)	-	-	1	(3)	-	(3)
<b>SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2011</b>	<b>1.221</b>	<b>23.226</b>	<b>(2.572)</b>	<b>2.193</b>	<b>(530)</b>	<b>23.538</b>	<b>3.505</b>	<b>27.043</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SALDO INICIAL AJUSTADO</b>	<b>1.221</b>	<b>23.226</b>	<b>(2.572)</b>	<b>2.193</b>	<b>(530)</b>	<b>23.538</b>	<b>3.505</b>	<b>27.043</b>
<b>TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS</b>	<b>-</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>2.060</b>	<b>179</b>	<b>2.222</b>	<b>85</b>	<b>2.307</b>
<b>OPERACIONES CON SOCIOS O PROPIETARIOS</b>								
Ampliación / (Reducción) de capital	61	(61)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(70)	(70)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	45	1.327	-	-	1.372	-	1.372
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(426)	-	-	-	(426)	-	(426)
<b>OTRAS VARIACIONES DE PATRIMONIO NETO</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.193	-	(2.193)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(4)	-	-	-	(4)	(2.742)	(2.746)
<b>SALDO FINAL AL 31 / 12 / 2012</b>	<b>1.282</b>	<b>24.956</b>	<b>(1.245)</b>	<b>2.060</b>	<b>(351)</b>	<b>26.702</b>	<b>770</b>	<b>27.472</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos estados de cambios en el patrimonio neto consolidados.

**REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL**  
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS**  
 correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

Millones de euros

	Notas	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011 <sup>(1)</sup>
<b>Resultado antes de impuestos</b>		<b>3.546</b>	<b>2.759</b>
<b>Ajustes de resultado</b>		<b>3.410</b>	<b>2.735</b>
Amortización del inmovilizado	7 y 8	2.587	2.069
Otros ajustes del resultado (netos)		823	666
<b>Cambios en el capital corriente</b>		<b>696</b>	<b>(2.275)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>		<b>(1.741)</b>	<b>(1.119)</b>
Cobros de dividendos	11	75	62
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.534)	(1.009)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(282)	(172)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN<sup>(2)</sup></b>	29	<b>5.911</b>	<b>2.100</b>
<b>Pagos por inversiones:</b>	7-9 y 31	<b>(3.907)</b>	<b>(4.287)</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		(255)	(275)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(3.424)	(3.552)
Otros activos financieros		(228)	(278)
Otros activos		-	(182)
<b>Cobros por desinversiones:</b>	32	<b>1.144</b>	<b>932</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		640	396
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		55	103
Otros activos financieros		449	433
<b>Otros flujos de efectivo</b>		<b>(122)</b>	<b>2</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN<sup>(2)</sup></b>		<b>(2.885)</b>	<b>(3.353)</b>
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:</b>	16	<b>1.388</b>	<b>(2.557)</b>
Adquisición		(61)	(2.703)
Enajenación		1.449	146
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero</b>	20	<b>759</b>	<b>134</b>
Emisión		7.988	7.626
Devolución y amortización		(7.229)	(7.492)
<b>Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio</b>	16	<b>(947)</b>	<b>(1.333)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de financiación</b>		<b>(564)</b>	<b>(890)</b>
Pagos de intereses		(900)	(879)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		336	(11)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN<sup>(2)</sup></b>		<b>636</b>	<b>(4.646)</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(78)	(81)
<b>AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES</b>		<b>3.584</b>	<b>(5.980)</b>
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		867	2.020
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		(872)	(1.951)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas <sup>(3)</sup>		(346)	2.143
<b>EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO OP. INTERRUMPIDAS</b>		<b>(7)</b>	<b>(3)</b>
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		(358)	2.209
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO</b>	13	<b>2.677</b>	<b>6.448</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO</b>	13	<b>5.903</b>	<b>2.677</b>
<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
(+) Caja y bancos		4.036	1.303
(+) Otros activos financieros		1.867	1.374
<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>5.903</b>	<b>2.677</b>

<sup>(1)</sup> Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.3 "Comparación de la información".

<sup>(2)</sup> Incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones continuadas.

<sup>(3)</sup> En 2011 incluye los flujos de efectivo generados como consecuencia de la venta de acciones de YPF por importe de 1.888 millones de euros. Ver Nota 32.

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de flujos de efectivo.

# Repsol, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol. Memoria Consolidada correspondiente al ejercicio 2012

## Índice

1	Información general	16
2	Marco regulatorio	17
3	Bases de presentación y políticas contables	35
3.1	Bases de presentación	35
3.2	Nuevos estándares emitidos	36
3.3	Comparación de la información	37
3.4	Políticas Contables	37
3.4.1	Principios de consolidación	37
3.4.2	Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes	39
3.4.3	Compensación de saldos y transacciones	39
3.4.4	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera	39
3.4.5	Fondo de comercio	39
3.4.6	Otro inmovilizado intangible	39
3.4.7	Inmovilizado material	41
3.4.8	Inversiones inmobiliarias	43
3.4.9	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas	44
3.4.10	Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio	44
3.4.11	Activos financieros corrientes y no corrientes	45
3.4.12	Existencias	46
3.4.13	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	46
3.4.14	Beneficio por acción	46
3.4.15	Pasivos financieros	47
3.4.16	Provisiones	47
3.4.17	Pagos basados en acciones	47
3.4.18	Pensiones y obligaciones similares	47
3.4.19	Subvenciones	48
3.4.20	Ingresos diferidos	48
3.4.21	Arrendamientos	48
3.4.22	Impuesto sobre beneficios	49
3.4.23	Reconocimiento de ingresos y gastos	49
3.4.24	Operaciones con instrumentos financieros derivados	50
3.4.25	Metodología para la estimación del valor recuperable	51
4	Estimaciones y juicios contables	53
5	Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.	54
6	Fondo de comercio	62
7	Otro inmovilizado intangible	64
8	Inmovilizado material	65
9	Inversiones inmobiliarias	67
10	Pérdida de valor de los activos	68

11	Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	68
12	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta	70
13	Activos financieros corrientes y no corrientes	71
14	Existencias	75
15	Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	76
16	Patrimonio neto	77
16.1	Capital social	77
16.2	Prima de emisión	79
16.3	Reservas	79
16.4	Acciones y participaciones en patrimonio propias	80
16.5	Ajustes por cambios de valor	81
16.6	Retribución al accionista	81
16.7	Beneficio por acción	83
16.8	Intereses minoritarios	83
17	Subvenciones	83
18	Provisiones corrientes y no corrientes	84
19	Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal	85
20	Pasivos financieros	90
21	Gestión de riesgos financieros y del capital	95
21.1	Gestión de riesgos financieros	95
21.2	Gestión del capital	99
22	Operaciones con derivados	101
22.1	Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos	102
22.2	Coberturas de Flujo de Efectivo	103
22.3	Coberturas de Inversión Neta	104
22.4	Otras operaciones con derivados	105
23	Otros pasivos no corrientes	109
23.1	Deudas por arrendamiento financiero	109
23.2	Fianzas y depósitos	110
24	Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	110
25	Situación fiscal	111
26	Negocios conjuntos	114
27	Ingresos y gastos de explotación	115
28	Ingresos y gastos financieros	117
29	Flujos de efectivo de las actividades de explotación	118
30	Información por segmentos	119
31	Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control	122
32	Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	125
33	Información sobre operaciones con partes vinculadas	129
34	Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo	132
35	Contingencias, compromisos y garantías	136
36	Información sobre medio ambiente	144
36.1	Activos Ambientales	145
36.2	Provisiones Ambientales	145
36.3	Gastos Ambientales	146
36.4	Marco Aplicable	146
36.5	Emisiones de CO <sub>2</sub>	149
37	Remuneración de los auditores	150
38	Hechos posteriores	150

## 1

## Información general

Repsol, S.A. (anteriormente Repsol YPF S.A.) y las sociedades que configuran el Grupo Repsol (en adelante "Repsol", "Grupo Repsol" o "Grupo") componen 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 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 más de 40 países y su sede social está en España. Desde 1999 y hasta el primer trimestre de 2012 las actividades del Grupo también se realizaban en Argentina a través de la participación del Grupo en YPF S.A. y en YPF Gas S.A. (anteriormente "Repsol YPF Gas S.A.", cambio de denominación acordado en la asamblea general de accionistas de YPF Gas, S.A. celebrada el 6 de julio de 2012, impugnada por Repsol Butano, S.A.). Una parte significativa de la participación del Grupo en estas sociedades está sujeta a un proceso de expropiación por el Gobierno de Argentina (ver Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.).

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes Cuentas Anuales es Repsol, S.A. que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742. La Junta General Ordinaria celebrada el 31 de mayo de 2012 acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A., cambio que quedó inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 12 de junio de 2012.

El Consejo de Administración celebrado el 31 de mayo de 2012 acordó el cambio de domicilio social a la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, cambio que quedó inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 4 de julio de 2012, y donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

Repsol, 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 a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas 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). La Compañía mantiene su Programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

Las presentes cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de fecha 27 de febrero de 2013, 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 2011 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2012.

## 2

## Marco regulatorio

Las actividades de Repsol, 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 Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medio ambiente; 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 Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 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 de Economía Sostenible amplía las funciones de la CNE en dos ámbitos: en materia de funcionamiento de los sistemas energéticos y en materia de competencia.

En relación con ésta última, se modifica la Función 14 de la CNE sobre la autorización de adquisiciones de participaciones realizadas por sociedades, así como la Función 15 por la 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.

En esta línea, el Real Decreto Ley 13/2012 de 30 de marzo refuerza el papel de la CNE como autoridad reguladora con la máxima independencia, reconociéndole nuevas competencias en materia sancionadora o aumentando las existentes.

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 CNE 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, por lo que respecta a los mercados o sectores energéticos cualquiera que tenga una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados o sectores: (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.

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.

Por lo que se refiere al régimen de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos en España, la Ley del Sector establece que la exploración superficial terrestre de mero carácter geológico podrá efectuarse libremente en todo el territorio nacional. Será el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, o el órgano competente de la Comunidad Autónoma cuando afecte a su ámbito territorial, el que podrá autorizar en áreas libres trabajos de exploración de carácter geofísico u otros que no impliquen la ejecución de perforaciones profundas definidas así reglamentariamente.

Por su parte, los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un periodo de seis años.

Por último, la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un periodo de treinta años, prorrogable por dos periodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título y poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

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, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en el 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 la fecha de las presentes Cuentas Anuales, 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 refinado 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.

Contra la citada Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, se interpuso por parte de la Asociación de Operadores de Gases Licuados del Petróleo (AOGLP) recurso contencioso administrativo que ha sido resuelto mediante Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 19 de junio de 2012, que estima el recurso contencioso administrativo interpuesto por la AOGLP y declara la nulidad de la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, que modificó la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, sobre actualización de precios del GLP envasado.

Dicha sentencia firme determina inexorablemente la expulsión del ordenamiento jurídico de la citada Orden (ITC/2608/2009). Así, efectivamente, la Administración mediante la Resolución de 24 de septiembre de 2012 ha vuelto a aplicar la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio.

Mediante Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre, se ha decidido mantener transitoriamente hasta el 1 de marzo de 2013, el mismo precio fijado por la Resolución de 24 de septiembre de 2012 para el cuarto trimestre de 2012. Será entonces, cuando, en principio, se proceda a efectuar bien una nueva revisión del precio del GLP envasado aplicando la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, bien a la elaboración de una nueva fórmula de precios como anticipa en la exposición de motivos del Real Decreto Ley 29/2012.

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, Energía y Turismo. 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, 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.

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que requiere una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiendo por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/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 2012 a 92 días de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De éstas, Repsol 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.

El Acuerdo de Consejo de Ministros de 24 de junio de 2011, redujo con carácter transitorio esta obligación al liberar 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, reestablecerse dicha obligación, 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.

Mediante la Orden IET/2813/2012, de 27 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas a pagar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2013, se aprueba un incremento de las cuotas a pagar de la Corporación de Reservas Estratégicas para el año 2013.

#### 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%.

Por otro lado, es importante destacar que la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, (que entró en vigor el 1 de enero de 2013) regula, entre otras cuestiones, tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica y que será exigible al tipo del 7 por ciento; el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica; y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Por último se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

De otro lado, la Ley revisa el tratamiento fiscal aplicable a los diferentes productos energéticos utilizados para la producción de electricidad y se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, y al mismo tiempo, se crean tipos específicos que gravan los fuelóleos y los gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de electricidad y calor útil.

Por último, mencionar el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, que establece una actualización de las retribuciones, tarifas y primas que perciban los sujetos del sistema eléctrico por aplicación de la normativa sectorial (entre ellas las cogeneradoras de Repsol) y, que modifica parcialmente el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

#### Otras disposiciones normativas aprobadas en el ejercicio 2012

Muchas son las disposiciones promulgadas durante el ejercicio 2012. Entre las mismas podemos destacar:

El ya comentado Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, que además de lo señalado anteriormente viene a introducir nuevas medidas de corrección del déficit estructural del sector eléctrico y también gasista, dirigidas a alcanzar la suficiencia de ingresos para cubrir los costes en ambos sistemas y anuncia una reforma más profunda de ambos sectores.

La Ley 1/2012, de 22 de junio, de simplificación de las obligaciones de información y documentación de fusiones y escisiones de sociedades de capital.

El Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, así como al recurso de inconstitucionalidad al mismo que se ha admitido a trámite el pasado 13 de noviembre de 2012.

La Ley 5/2012, de 6 de julio, de mediación en asuntos civiles y mercantiles, la cual incorpora al Derecho español la Directiva 2008/52/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2008, sobre ciertos aspectos de la mediación en asuntos civiles y mercantiles.

La Ley 11/2012, de 19 de diciembre, de medidas urgentes en materia de medio ambiente, que adoptó una batería de medidas en materia de medio ambiente, modificando para ello cuatro leyes: el Texto Refundido de la Ley de Aguas, la Ley del Patrimonio Natural y la Biodiversidad, la Ley de Residuos y Suelos Contaminados, la Ley por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de Gases de Efecto Invernadero, y la Ley del Mercado de Valores (en relación a las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero).

La Ley 16/2012, de 27 de diciembre, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica, entre las que destaca la actualización monetaria de balances (ver Nota 38 *Hechos posteriores*).

## 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: (a) 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; (b) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (c) 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 (a) 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.

## Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol 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 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 ha de ser aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, de acuerdo con 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 Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

Por otro lado, mediante la Resolución Ministerial No.217 de fecha 16 de agosto de 2012, modificada por la Resolución Ministerial No. 387/12 del 28 de diciembre de 2012, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía aprobó el Procedimiento para realizar el cálculo de la Participación de YPFB y de la Retribución del Titular.

Con la emisión de la Ley 233 del 13 de abril de 2012, reglamentada mediante el Decreto Supremo No. 1202 del 18 de abril de 2012 y la Resolución Ministerial 128/2012 del 18 de mayo de 2012, se estableció el incentivo a los Campos Petrolíferos mediante la emisión de Notas de Crédito Fiscal por parte del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. El incentivo a los Campos Petrolíferos será igual a USD 30 por barril, siendo que la fórmula de cálculo resulta de la multiplicación de dicho valor por el caudal de producción de petróleo medido en el Punto de Fiscalización expresado en barriles por mes. Por otro lado, el incentivo para los Campos Gasíferos Marginales y/o Pequeños consistirá en la asignación prioritaria de mercados de exportación de gas natural.

## 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, en 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 hidrocarburiíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

## Brasil

### Exploración y Producción

La Constitución de la República Federativa Brasileña establece que el Gobierno Federal detenta el monopolio de la prospección, exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas y otros depósitos de hidrocarburos líquidos, así como su refino, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación.

La Ley n° 9.478/97, conocida como la Ley del Petróleo, introdujo el primer modelo contractual para el ejercicio de las actividades de exploración, a través del cual:

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia reguladora independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de *upstream* y *downstream*;
- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;
- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y para la fase de producción veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP). Concede incluso el derecho de propiedad sobre el hidrocarburo que se produzca una vez que el mismo es extraído después del punto de medición fiscal. En contrapartida, el concesionario asume frente a la ANP compromisos de realizar trabajos mínimos en el área, para garantizar el conocimiento geológico de la región. Además, el concesionario paga al Estado Federal las compensaciones financieras previstas en la Ley n° 9.478/97, que más arriba se describen.

Los principales términos y condiciones de los contratos de concesión están en el artículo 43 de la Ley del Petróleo (Ley n° 9.478/97), y los derechos y obligaciones de las partes están establecidos en el contrato de concesión y en la reglamentación de la ANP.

El artículo 41 de la Ley n° 9.478/97, establece los criterios para la evaluación de las ofertas presentadas en el proceso de licitación, aparte de otros criterios que el pliego estipule.

Los principales derechos de los concesionarios son: (i) el derecho exclusivo de exploración, desarrollo y producción en el área concedida; (ii) la propiedad sobre los hidrocarburos producidos; (iii) el derecho de comercializar los hidrocarburos producidos y (iv) el derecho de exportar los hidrocarburos, observada la obligación de suministro doméstico en el caso de ser declarado estado de emergencia.

Las principales obligaciones asumidas por los concesionarios en el contrato son: (i) asunción de todos los riesgos y costes relacionados a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; (ii) cumplimiento de las exigencias relativas al contenido local; (iii) cumplimiento de las exigencias relacionadas con la ejecución de trabajos mínimos; y (iv) el pago de participaciones gubernamentales.

No obstante, a partir del año 2010, además del régimen de concesión se introdujo el régimen de reparto de producción para las áreas estratégicas a ser definidas por medio de reglamento y para las áreas denominadas como presalinas, tal como se describe en las leyes n° 12.351/10 y n° 12.304/10.

La Ley n° 12.351/10 trata del régimen propiamente dicho de los contratos de reparto de producción para la exploración y producción de petróleo y gas natural en las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico definidas por reglamento. Además, la Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, distinta de Petrobras, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);
- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal.
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

A su vez la Ley n° 12.304/10 autorizó al Gobierno Federal la creación de una nueva empresa pública enteramente participada por el Gobierno Federal, anteriormente mencionada y distinta de Petrobras, denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), la cual tiene por objeto la gestión de los contratos de reparto de producción y la gestión de los contratos para la comercialización de crudo, gas natural y otros hidrocarburos de propiedad del Gobierno Federal.

### Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley n° 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los estados) manteniendo la competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

La Ley del Gas introdujo tres tipos de gasoductos, de acuerdo con su finalidad: (i) de transporte (gasoducto que tiene como función permitir el movimiento del gas natural desde instalaciones de procesamiento, depósito u otros gasoductos de transporte hasta instalaciones de depósito, otros gasoductos de transporte y puntos de entrega a distribuidores de gas natural); (ii) de transferencia (gasoducto de interés específico y exclusivo de su propietario que se inicia y termina en sus propias instalaciones); (iii) de evacuación (gasoductos integrantes de instalaciones de producción destinados al movimiento de gas natural desde pozos productores hasta instalaciones de procesamiento y tratamiento o unidades de licuefacción).

Las actividades relacionadas con nuevos gasoductos de transporte están sometidas al régimen de concesión (salvo en los casos de gasoductos sometidos a acuerdos internacionales, que están sometidos al régimen de autorización). Adicionalmente, es importante destacar que los gasoductos de transporte anteriores a la Ley del Gas mantienen su validez por un periodo de treinta años.

A su vez, las actividades relacionadas a gasoductos de transferencia y evacuación están sometidas al régimen de autorización, que puede ser concedida por la ANP a cualquier compañía o consorcio constituidos bajo la Ley Brasileña, con sede y administración en el país. Los propietarios de los gasoductos de transferencia y evacuación no están obligados a permitir el acceso de terceros a sus instalaciones.

## 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 Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, firmó el 12 de marzo de 2009 un contrato de participación modificatorio, en virtud del cual se ampliaba el periodo 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 suscribió un 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.

## Estados Unidos

### Exploración y Producción

Las dos agencias del gobierno responsables de las actividades de exploración y producción *offshore* en Estados Unidos son el *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) y el *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) (anteriormente conocido como el *Minerals Management Service*, por sus siglas "MMS") del *U.S. Department of the Interior*.

- I. La función del BOEM es asegurar el desarrollo de los recursos en el *offshore* de Estados Unidos de manera responsable, tanto económica como medioambientalmente. Entre sus competencias se incluye el *offshore leasing*, la evaluación de recursos, la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas así como los planes de desarrollo, el desarrollo de energías renovables, el análisis de la National Environmental Policy Act (NEPA) y de estudios medioambientales.
- II. La función del BSEE es asegurar que las operaciones de extracción de gas y petróleo *offshore* se realicen de manera segura y cuidando el medio ambiente, incluyendo dentro de sus competencias los permisos y las inspecciones de las operaciones *offshore*. Tales competencias asimismo incluyen desarrollar y aplicar las regulaciones de seguridad y medio ambiente, los permisos para la exploración, desarrollo y producción *offshore*, inspecciones, programas regulatorios *offshore*, actuaciones requeridas en caso de derrame de petróleo, y los nuevos programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los estados.

La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal. La constitución de cada uno de los estados les otorga el derecho a regular la producción de gas y petróleo para evitar su mala explotación y asegurar la distribución justa entre los dueños de los terrenos bajo los cuales corre el gas y petróleo, distribuyendo entre ellos equitativamente los gastos de la producción y repartición. Como tal, cada estado puede controlar las distancias entre pozos o limitar el área que cada pozo puede ocupar, y puede establecer disposiciones para el *pooling* de las operaciones por los distintos dueños en un campo petrolífero. Aún en una jurisdicción donde se acepta la doctrina de *ownership-in-place*, según la cual el dueño de la superficie es dueño de los minerales que existen bajo su terreno, el estado está facultado para proteger colectivamente los derechos conferidos a todos los dueños que existan en un *common pool* a fin de asegurar la distribución justa del gas y petróleo. En el caso de gas y petróleo, la ley dispone que los dueños de dominios mineros en un campo particular tienen iguales derechos de explotación de ese *common pool*. El estado correspondiente tiene el derecho de imponer *correlative rights* y prevenir la mala explotación con distribuciones a pro rata mediante la restricción de la producción de petróleo repartiendo la demanda actual del mercado entre los "pools" que se encuentran en ese estado y luego entre los pozos de cada "pool", de manera proporcional a la producción potencial de cada uno a fin de asegurar que cada productor recibe su parte justa del petróleo producido del yacimiento común. Cabe señalar que el hecho de que esta producción se venda en comercio interestatal no afecta a los derechos de dicho estado. Cada estado puede imponer multas, y hasta confiscar el petróleo, si se violan las leyes de distribución a pro rata de dicho estado.

Las autoridades federales tienen el derecho exclusivo de controlar las ventas y el transporte del gas y del petróleo en comercio interestatal para su reventa. El derecho de controlar la producción o *gathering* del gas natural, que comprende la extracción y preparación del gas para las primeras fases de distribución, está expresamente reservado a los estados.

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos estados.

En Alaska, las actividades de exploración y producción se controlan por el *Alaska Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas*; en Kansas, el *Oil and Gas Conservation Division of the Kansas Corporation Commission* se encarga de las actividades de exploración y producción en ese estado; en Oklahoma se controlan por el *Oil and Gas Division of the Oklahoma Corporation Commission*; y en Louisiana el regulador estatal es el *Department of Natural Resources*.

### Gas Natural

Respecto de la actividad de GNL en Estados Unidos, de acuerdo con *Natural Gas Act*, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) tiene el poder exclusivo de autorizar el establecimiento de instalaciones para la importación o exportación de GNL. La aprobación de la FERC depende del cumplimiento del solicitante de otros requisitos legislativos que afectan a distintos aspectos del proyecto (por ejemplo, medioambientales, o leyes que pueden limitar las inversiones extranjeras, etc.).

Los estados también pueden actuar como una agencia colaboradora de la FERC durante la revisión de un proyecto conforme a la *National Environmental Policy Act* (NEPA) y pueden contribuir a la revisión completa medioambiental del proyecto propuesto.

Los estados pueden vetar una instalación de GNL negando al solicitante los permisos correspondientes a la *Clean Water Act*, la *Coastal Zone Management Act*, y la *Clean Air Act*.

La importación y exportación de GNL en los Estados Unidos dependen de la aprobación del gobierno federal por el "*Department of Energy* (DOE)" La "*Office of Fossil Energy*" es la dependencia del DOE que otorga estas aprobaciones. Las aprobaciones son necesarias para cualquiera que quiera comercializar, intercambiar o usar gas natural extranjero.

## Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Por otro lado, la Constitución consagra la creación de los Contratos-Ley, mediante los cuales el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades. Los referidos Contratos-Ley no pueden ser modificados legislativamente.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

### Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), cuyo Texto Único Ordenado ha sido aprobado por el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los Contratos que se celebren a su amparo, tendrán carácter de Contratos-Ley, por consiguiente, sólo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH, crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, a la cual el Estado en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados en el territorio de la nación, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación, mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Licenciario es propietario de los hidrocarburos extraídos y puede comercializarlos libremente. Asimismo, mediante los Contratos de Servicios, PERUPETRO, otorga al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Contrato, por lo cual el Contratista recibe una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. En este tipo de Contrato, PERUPETRO mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos, por lo tanto, es quien puede disponer de ellos libremente para su exportación o su refinación y venta en el mercado nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la LOH, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que deseen suscribir Contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, deben ser previamente calificadas por PERUPETRO, sobre la base de su capacidad legal, técnica, económica y financiera para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales. Adicionalmente, la LOH establece una serie de condiciones que se consagran en el contrato, tales como la determinación del área del Lote, las fases y plazos máximos para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación, el monto de las regalías o la retribución al Contratista, según el tipo de contrato, entre otras.

### Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos de cada una de las actividades en mención.

Si bien la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, mediante Decreto de Urgencia N° 010-2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo ("el Fondo"), como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo se traslade a los consumidores del mercado interno. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen en los precios de cada producto, dependiendo de si los Precios de Paridad de Importación (PPI) se encuentran por encima o por debajo de la Banda de precios. El saldo negativo del Fondo significa para el Productor/Importador el derecho a cobrar. Las bandas de precio deben actualizarse cada dos meses pero de modo que el incremento no supere el 5% por lo que se tiende a que el Fondo normalmente sea deficitario y por ende sea de aplicación la disposición de que el Estado deba aportar al Fondo recursos del Tesoro Público. El DU N° 005-2012, modifica la normativa del Fondo para procurar focalizar el subsidio en determinados productos (gasolinas de 84 y 90 octanos, GLP en balones, Diesel B5). Asimismo, a través de la Séptima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 29552 – Ley del Equilibrio financiero del Presupuesto Público, para el año 2013 se determina la vigencia permanente del Fondo.

Asimismo, a través de la Ley N° 28694, ley que regula el contenido de azufre en el combustible diésel, se estableció que a partir del 1 de enero de 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen. Se estableció además que desde la vigencia de la referida

Ley, quedaba prohibida la importación de combustible Diésel N° 1 y Diésel N° 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2500 ppm.

Dicha Ley otorgó facultades al Ministerio de Energía y Minas, para establecer, por excepción, las zonas geográficas del interior del país en las que se podrá autorizar la venta de diésel con mayor contenido de azufre. En ese sentido, mediante Decreto Supremo N° 061-2009-EM se establecieron los criterios para determinar las zonas geográficas en las que se podrá autorizar la venta de diésel con contenido de azufre mayor a 50 ppm y se dispuso la prohibición, a partir del 1 de enero de 2010, de la comercialización y uso de Diésel B2 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en los establecimientos de venta y locales de Consumidores Directos en donde se suministre dicho combustible para uso automotriz, ubicados en la provincia de Lima y en la Provincia Constitucional del Callao.

Adicionalmente, a través de la Resolución Ministerial N° 139-2012-MEM-DM se estableció la prohibición del uso y la comercialización de Diésel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en los departamentos de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao, en un plazo máximo de 120 días calendario contados desde el 19 de marzo de 2010. Actualmente Refinería La Pampilla, S.A.A. se encuentra en proceso de adecuación de la presente norma y ejecutando el proyecto de inversión para poder reducir el azufre en el diésel y gasolinas que produce.

En el mes de abril de 2012, a través de la Ley N° 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A través del SISE, se permitirá dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético. El SISE estará constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural. Por otra parte, el FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población. Este fondo será remunerado por: i) Recargo mensual a los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados a través de un cargo equivalente en energía aplicable a las tarifas de transmisión eléctrica; ii) Recargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural equivalente a 1.00 USD/Bbl, aplicable en cada venta primaria que efectúen los Productores e Importadores; y, iii) Recargo equivalente a 55 USD/MMpc en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

Respecto a la Ley aplicable y jurisdicción en la regulación de los hidrocarburos en general, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática. En ese sentido, las diferencias que puedan surgir en la ejecución, cumplimiento y en general en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la presente Ley, podrán ser sometidas al Poder Judicial o Arbitraje Nacional o Internacional.

En lo que respecta a las entidades competentes en materia de hidrocarburos están principalmente, el Ministerio de Energía y Minas: encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector y dictar normas complementarias para mantener actualizado los Reglamentos; la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH): debe velar por el cumplimiento y aplicación de la normativa; el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN): fiscalizar y sancionar a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y Perupetro.

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

#### Gas Natural

La Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, declaró de interés nacional y necesidad pública el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural y condensados, así como su distribución por red de ductos y los usos industriales en el país. Respecto a la explotación del gas natural, la Ley N° 27133 señala que se garantiza el abastecimiento al mercado nacional de gas natural, por un periodo mínimo definido en el Contrato, y fija un precio máximo para el gas natural en la boca de pozo y precisa los procedimientos para la aplicación de precios y/o condiciones en las ventas de gas natural.

Complementariamente, la Ley N° 28176, Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento, amplió los beneficios establecidos en la LOH, a la operación de Plantas de Procesamiento de Gas Natural.

## 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.

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 de febrero de 2010 el MPPPM, adjudicó el Área Carabobo I al Consorcio constituido por Repsol Exploración, S.A. (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 Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., participada por Repsol Venezuela, S.A. 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 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.

Con la aprobación de la Declaración de Comercialidad otorgada por el MPPPM el 15 de Agosto de 2012, se inició el periodo de 120 días con el que cuenta el Estado Venezolano (MPPPM) para designar una empresa del Estado para que ésta ejerza el derecho a adquirir hasta el 35% de participación en el capital social de Cardón IV, S.A., cuyo plazo vencía el 15 de Diciembre de 2012.

El 14 de Diciembre de 2012 se recibió notificación oficial en la cual el MPPPM manifestó formalmente el interés de que CVP sea el accionista estatal en la Licencia de Gas de Cardón IV, S.A. En tal sentido, se inició el proceso de Due Diligence correspondiente, actualmente en ejecución.

## Argentina

Las actividades que el Grupo Repsol realizaba en Argentina a través de su participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. han quedado interrumpidas como consecuencia del proceso expropiatorio del 51% de las acciones que el Grupo Repsol mantenía en ambas sociedades. Tal y como se describe en la Nota 5, en su apartado 5.1 Decreto de Intervención y Ley de expropiación de YPF e YPF Gas, Repsol considera que la expropiación es manifiestamente ilícita.

Sin perjuicio de la descripción que en la referida Nota 5, apartado 5.1 se lleva a cabo del marco normativo sobre el que se instrumenta el proceso de expropiación, a continuación y en la medida de la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación –que continúan siendo titularidad del Grupo–, como del resto de acciones, se detalla a continuación el marco regulatorio que afecta a las actividades desarrolladas por YPF y sus participadas en 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 N° 26.197 otorgó 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.

La Ley N° 26.741, por la que declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. e YPF Gas S.A., pertenecientes a Repsol YPF S.A. y Repsol Butano, S.A., respectivamente, sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta, declara asimismo, entre otros aspectos, de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de éstos.

El Decreto PEN N° 1277/2012, que desarrolla reglamentariamente la anterior Ley N° 26.741, confiere al Poder Ejecutivo Argentino, a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (en adelante la “Comisión de Planificación”), la elaboración y presentación anual de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, donde se deberán establecer los presupuestos mínimos y las metas en materia de inversiones en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para el logro de los objetivos de la Política Hidrocarburífera Nacional. Así, las facultades de control y supervisión de permisos y concesiones que tienen las Provincias, son ejercidas ahora por la recientemente creada Comisión de Planificación.

### Exploración y Producción

El marco regulatorio de la Ley N° 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 N° 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 PEN N° 546/2003, Ley N° 26.197, Ley N° 26.741 y Decreto PEN N° 1277/2012) 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. Ciertas competencias otorgadas a las Provincias son compartidas con la Comisión de Planificación, creada en el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional por el Decreto PEN N° 1277/2012. Asimismo, el Decreto PEN N° 1277/2012 restringe y/o elimina la libre disponibilidad de los hidrocarburos por parte de las empresas concesionarias y la facultad de las empresas de pactar precios libremente.

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 de Hidrocarburos permite el

reconocimiento de la superficie no cubierta por permisos de 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.

De conformidad con la Resolución N° 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 PEN N° 2014/2008, se creó el programa “Petróleo Plus” destinado a aumentar la producción y reservas a través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales. Mediante Resolución N° 438/2012, la Secretaría de Energía estableció un sistema de compensaciones mediante la entrega de Certificados de Crédito Fiscal a las empresas que realicen exportaciones de petróleo crudo, y dispuso que el Programa Petróleo Plus continúa en vigor para las empresas no alcanzadas por la presente resolución. Dicho sistema de compensaciones fue dejado a su vez sin efecto por la Resolución del Ministerio de Economía N° 1/2013, que lo reemplaza por una modificación del régimen derechos de exportación que mejora la ecuación económica de los productores exportadores de petróleo crudo.

Mediante la Resolución SE N° 24/2008, modificada por la Resolución SE N° 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).

El 14 de febrero de 2013, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1/2013 de la Comisión de Planificación, que crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”. La misma establece una compensación a las empresas productoras por la producción de “excedentes” de gas natural, y prevé severas penalidades para las empresas que no cumplan con la inyección excedente planificada.

### 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 los productores 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° 27/2004 y la Resolución SE N° 265/2004, que establece un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural; la Resolución SE N° 659/2004, que establece un Programa de Racionalización de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte; y la Resolución SE N° 752/2005 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: (i) en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía, y (ii) en el Registro de Inversiones Hidrocarburíferas creado por el Decreto PEN N° 1277/2012.



Por Decreto PEN N° 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.

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 N° 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 período 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.

#### 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.

Son numerosas las disposiciones promulgadas en esta materia de regulación que afectan a los distintos mercados y que tienen muy distinto alcance. El Decreto PEN N° 1277/2012 dispone que la Comisión de Planificación establecerá los criterios que regirán las operaciones del mercado interno de combustibles, y publicará precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles.

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles restableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, 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. El Decreto PEN N° 1277/2012 dispone que la Comisión de Planificación estará facultada para dictar las medidas que estime necesarias para evitar y/o corregir conductas distorsionadoras en relación al precio y disponibilidad de combustibles, incluyendo las sanciones derivadas de la Ley de Abastecimiento y Represión del Agio (Ley N° 20.680).

La Resolución 394/2007 del ex Ministerio de Economía y Producción, de fecha 15 de noviembre de 2007, incrementó los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. Dicho régimen establecía que en los casos en los que el precio de exportación se situara por encima del precio de referencia, que fue inicialmente fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tenía derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia sería retenido por el gobierno argentino como impuestos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se situare por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicaría 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 fijaría en el plazo de 90 días. La Resolución N° 1/2013 del Ministerio de Economía modificó los parámetros elevando de 60,9 a 80 dólares por barril el precio de referencia, y de 42 a 70 dólares por barril el valor de corte, mejorando así la ecuación económica de los productores exportadores de petróleo crudo.

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° 599/2007 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”). 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 599/2007 hasta tanto una nueva regulación reemplace a esta última.

La Resolución del Ministerio de Economía N° 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 PEN N° 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 Enargás N° 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.

En 2011, el Decreto PEN N° 1722/2011 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 petróleos 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 PEN N° 2581/1964.

#### Otros países

En el resto de países donde Repsol 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, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2012. Las NIIF aprobadas y en vigor en la UE, difieren en ciertos aspectos de las NIIF emitidas por el IASB, sin embargo estas diferencias no tienen impactos significativos 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 2012, 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 estimaciones contables y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios, asunciones y estimaciones resultan más significativas, se detallan en la Nota 4 “Estimaciones y juicios contables”.

## 3.2

## Nuevos estándares emitidos

- A. A continuación se detallan las modificaciones de normativas emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea que son de aplicación en el ejercicio 2012:
- Modificaciones a la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros*.  
La aplicación de esta modificación no ha tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.
- B. A continuación se detallan las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y aprobadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación en ejercicios futuros:

## Aplicación obligatoria en 2013:

- NIIF 13 *Valoraciones a valor razonable*.
- Modificaciones a la NIIF 7 *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto*.
- Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral*.
- Modificaciones a la NIC 19 *Beneficios a empleados*.
- CINIIF 20 *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie*.
- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*<sup>(1)</sup>.
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*<sup>(1)</sup>.

## Aplicación obligatoria en 2014:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados*<sup>(2)</sup>.
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*<sup>(2)</sup>.
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas*<sup>(2)</sup>.
- NIC 27 revisada *Estados Financieros Separados*<sup>(2)</sup>.
- NIC 28 revisada *Inversiones en asociadas y joint ventures*<sup>(2)</sup>.
- Modificaciones a la NIC 32 *Presentación de activos y pasivos financieros por el neto*.

Por lo que se refiere a los efectos que puedan derivarse de los cambios normativos expuestos en este epígrafe, y en concreto en lo relativo a la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, dado que el Grupo aplica el método de integración proporcional bajo los criterios de la NIC 31 vigente, en la actualidad está en proceso el análisis de todos los acuerdos conjuntos a fin de determinar y documentar su adecuada clasificación, bien como operación conjunta o bien como *joint venture*, atendiendo a los principios de la NIIF 11. Como consecuencia de la aplicación de dicha norma, será necesario reclasificar a los correspondientes epígrafes del método de participación del balance y la cuenta de resultados los importes integrados proporcionalmente de aquellas participaciones en negocios conjuntos que, bajo criterios de NIIF 11, sean clasificados como *joint ventures*. En este sentido, en la Nota 26 se desglosan los importes agregados aportados por las participaciones del Grupo en entidades de control conjunto.

En lo referente al resto de normas, interpretaciones y modificaciones de normas detalladas en el presente epígrafe B), el Grupo está analizando el impacto que las mismas puedan tener en los estados financieros consolidados. No obstante, se estima que dichas modificaciones normativas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo. Si bien podría llevar aparejados ciertos desgloses de información adicionales.

- C. A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas y modificaciones de las normas que han sido emitidas por el IASB y aún no han sido aprobadas por la Unión Europea, son las siguientes:

<sup>(1)</sup> Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2012. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013 y con posibilidad de aplicación anticipada. El Grupo no ha aplicado anticipadamente las referidas normas para los periodos presentados.

<sup>(2)</sup> Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y con posibilidad de aplicación anticipada. El Grupo no ha aplicado anticipadamente las referidas normas para los periodos presentados.

## Aplicación obligatoria en 2013:

- Modificaciones a la NIIF 1 *Préstamos Gubernamentales*.
- Modificaciones a la NIIFs 10, 11 y 12 *Guía de transición*.
- Mejoras a las NIIFs 2009-2011.

## Aplicación obligatoria en 2014:

- Modificaciones a la NIIFs 10 y 12 y a la NIC 27: *Entidades de Inversión*.

## Aplicación obligatoria en 2015:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*<sup>(3)</sup>.

En lo referente a las modificaciones normativas incluidas en este epígrafe C), el Grupo está evaluando el impacto que las mismas pudiesen tener en los estados financieros consolidados.

## 3.3

## Comparación de la información

Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A., la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, han sido re-expresados, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2012, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2011, de acuerdo a lo descrito en la Nota 5 *Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas, S.A.* y en la Nota 30 *Información por segmentos*.

El beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2011 se ha modificado, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, de acuerdo con la normativa contable, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividiendo flexible" descrito en la Nota 16 *Patrimonio Neto*.

## 3.4

## Políticas Contables

## 3.4.1 Principios de consolidación

Repsol 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 ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras 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.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol se presenta bajo la denominación de *"Intereses minoritarios"*, dentro del epígrafe de *"Patrimonio Neto"* del balance de situación consolidado, y en *"Resultado atribuido a intereses minoritarios"*, dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, 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 en función de la participación que posee el Grupo Repsol. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se pone de manifiesto únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

<sup>(3)</sup> Corresponde a la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: *"Instrumentos financieros - reconocimiento y medición"*, e incluye la modificación posterior emitida por el IASB en virtud de la cual 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.

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, 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 contabilización en la línea del balance de situación 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 la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada 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 significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2011 y 2012.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados 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 atendiendo al porcentaje en el que se ha efectuado 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 3.4.4 de esta nota) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten aplicando el 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 periodo en el que se realizaron las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe “*Diferencias de conversión*”, dentro del apartado “*Ajustes por cambios de valor*” del Patrimonio Neto.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenación parcial que implique la pérdida de control sobre una sociedad dependiente que incluye un negocio en el extranjero, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con la participación en esa sociedad, son transferidas a la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha 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 2012 y 2011 han sido:

	31 DE DICIEMBRE DE 2012		31 DE DICIEMBRE DE 2011	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,32	1,28	1,29	1,39
Real brasileño	2,69	2,51	2,43	2,33

### 3.4.2 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.

### 3.4.3 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 la 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 tenga 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.

### 3.4.4 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.

#### 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 aplicando el 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 aplicando el 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 periodo en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver apartado 3.4.24 de esta Nota).

### 3.4.5 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 adquiridos y los pasivos asumidos en 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 adquiridos y de los pasivos asumidos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea “*Otros ingresos de explotación*” de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver apartado 3.4.10 de esta nota).

### 3.4.6 Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol 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 amor-

tizan, 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:

#### a. Derechos para la vinculación de estaciones de servicio 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. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 5 y 50 años.

#### b. Derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

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 CO<sub>2</sub> correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Los derechos de emisión 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 3.4.10 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver nota 36), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente 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 periodo 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 3.4.7 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, se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un periodo 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 periodo en que se incurren.

### 3.4.7 Inmovilizado material

El Grupo Repsol 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.

Asimismo, en su caso, se incluirá en el coste de los elementos del inmovilizado material 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 periodo 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 periodo 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 3.4.21 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:

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

<sup>(1)</sup> 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.

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 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, son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias en el momento en que se incurren.
- 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 registrados en la cuenta de 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 registran en la cuenta de resultados.
  - En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, los correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de 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 por desmantelamientos de campos (ver Nota 18).

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 periodo y las reservas probadas del campo al inicio del periodo 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 periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo 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 3.4.10 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 3.4.10 de esta nota y Notas 8, 10 y 27).

### 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 3.4.7.a) a 3.4.7.b) de este epígrafe.

#### 3.4.8 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 registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 3.4.7.a) y 3.4.7.b) del apartado anterior).

### 3.4.9 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 sea altamente probable y el activo esté 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, si bien, ésta pudiera dilatarse a un plazo mayor por motivos regulatorios o similares circunstancias.

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, excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, 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.

En el caso concreto de activos financieros, activos por impuestos diferidos, propiedades de inversión y activos asociados a beneficios a empleados, dichos activos aun cuando figuren clasificados como mantenidos para la venta, siguen siendo valorados de acuerdo a su naturaleza, con independencia de su presentación bajo este epígrafe.

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*".

Bajo el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" se presenta la participación en acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a proceso de expropiación por parte del gobierno argentino (para mayor información sobre los criterios contables de valoración, ver Nota 5).

### 3.4.10 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 3.4.25 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, con carácter general 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 según la metodología que se detalla en la nota 3.4.25).

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce hasta 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 enajenaciones de 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 periodo 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 de un deterioro de valor previamente registrado, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su valor 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.

### 3.4.11 Activos financieros corrientes y no corrientes

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

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 y respecto a los que el Grupo no tiene la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo. Surgen cuando se entregan bienes o se prestan servicios o se financia directamente a un tercero.

#### 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 3.4.24 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 que son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias, según se incurren.

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 periodo.

Los “Préstamos y cuentas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas al vencimiento”, serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva.

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que 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.

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 periodo.

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.

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.

#### 3.4.12 Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El coste, se calcula como coste medio, e 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 dejan de existir, o cuando exista 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 recuperar el mismo mediante la venta de los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” destinadas a una actividad de “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 14).

#### 3.4.13 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.

#### 3.4.14 Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver Notas 16.1 y 16.4).

#### 3.4.15 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 participaciones preferentes que se detallan en la Nota 20 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 3.4.24 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.

#### 3.4.16 Provisiones

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

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

El registro contable 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 como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 35).

#### 3.4.17 Pagos basados en acciones

En el Grupo Repsol están vigentes dos planes de retribución a sus empleados cuyos pagos están basados en acciones: el plan de adquisición de acciones, 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 19.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.

#### 3.4.18 Pensiones y obligaciones similares

##### a. Planes de aportación definida

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de participación en Gas Natural Fenosa (ver Nota 19).

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, principalmente a través de su participación en 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:

- El coste de los servicios del periodo 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.

### 3.4.19 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 la cuenta de 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.

### 3.4.20 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 contra-prestación 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 periodo 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 CO<sub>2</sub> recibidos a título gratuito (Ver epígrafe 3.4.6 b) de esta nota).

### 3.4.21 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.

### 3.4.22 Impuesto sobre beneficios

Repsol 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 25).

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.

### 3.4.23 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, sino que se registran por el neto.

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 cobro de los accionistas han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce el decremento en los beneficios económicos futuros asociados a una disminución de un activo o a un 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 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.

### 3.4.24 Operaciones con instrumentos financieros derivados

El Grupo contrata instrumentos financieros 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.

Seguidamente se detallan los criterios de registro y valoración de los instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas:

#### 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 que pueda afectar al resultado del periodo.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la cuenta de resultados.

#### 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 periodo.

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

#### c. Cobertura de inversión neta

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

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

Las diferencias de conversión se transferirán a la cuenta de resultados cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

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.

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 transacción objeto de cobertura.

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.

En los casos en que existan derivados implícitos contenidos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales de distinta naturaleza, los mismos se consideran contablemente como derivados separados cuando sus riesgos y características no estén estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registren a su valor razonable con cambios en la cuenta de resultados.

### 3.4.25 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. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de Repsol. 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 periodo 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-SPE 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. 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 2012 ha sido del 2,5% hasta 2016 y del 3% en adelante, en línea con la estimación de la tasa de inflación a largo plazo del dólar estadounidense.

Los flujos de caja de los negocios de Downstream 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 el Presupuesto Anual y 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 periodo 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 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 2012 y 2011 se han situado en los siguientes rangos:

	2012	2011
Upstream	7,7%-11,8%	7,6% - 14,6%
Downstream	4,3%-12,3%	4,6% - 14,2%

Para aquellas UGEs que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol 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 6).

## 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.

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 3.4.10 y 3.4.25) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver Nota 3.4.24). Adicionalmente, en la Nota 5.3, se informa sobre las estimaciones y juicios contables relativos a la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

### 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 8 y 10).

Repsol 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).

### 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 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 35).

### Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

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

## 5

## Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Durante 1999, y como parte de su estrategia de crecimiento internacional, el Grupo adquirió a través de una serie de operaciones, el 98,94% de YPF S.A. empresa argentina líder en el sector de hidrocarburos, y anterior monopolio estatal de petróleo y gas en Argentina. En 2008, Repsol acordó la venta del 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía S.A. (en adelante "Petersen Energía") y otorgó dos opciones de compra a Petersen Energía por un interés adicional del 10,1%, que fueron ejercitadas en 2008 y 2011. (Ver apartado 5.2). Durante 2010 y 2011 Repsol vendió porcentajes adicionales de YPF S.A. (ver Nota 32). A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida de control del Grupo en YPF como consecuencia del Decreto de Intervención y de la Ley de expropiación de YPF e YPF Gas, el porcentaje de participación del Grupo en YPF ascendía a un 57,43%.

## 5.1

### Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF e YPF Gas

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina en el que se declaraba de interés público y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su explotación, industrialización, transporte y comercialización. El artículo 7º del proyecto de Ley declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acciones "Clase D" de YPF pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas en forma directa o indirecta. La participación del Grupo Repsol en YPF S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia (el "Decreto de Intervención"), efectivo desde el mismo día de su aprobación, que dispuso la intervención temporal de YPF S.A. por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF S.A. con todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración).

Repsol comunicó a la CNMV mediante "hecho relevante" de 16 de abril de 2012 su rechazo a las medidas expropiatorias adoptadas por el Gobierno argentino.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a YPF Gas S.A., en aquel momento denominada Repsol YPF Gas S.A., sociedad de nacionalidad argentina dedicada al fraccionamiento, envasado, transporte, distribución y comercialización de GLP y en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba en dicha fecha un 84,997% de su capital social.

El 23 de abril de 2012, el interventor de YPF S.A. acuerda suspender hasta nuevo aviso la asamblea de accionistas convocada para el día 25 de abril, llamada a considerar los estados financieros de YPF S.A. a 31 de diciembre de 2011 y la propuesta de capitalización de resultados acumulados a través de un aumento de capital liberado por un importe de hasta 5.789.200.000 pesos argentinos, formulada por el Directorio en su reunión de 21 de marzo.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo de 2012 se publica en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley 26.741 (la "Ley de Expropiación de YPF"), con entrada en vigor ese mismo día, por la que:

- Se declara de interés público el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos así como su exploración, exportación, industrialización, transporte y comercialización.
- A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos anteriores, se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones "Clase D" de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas que equivale al 60% de las acciones "Clase A" de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.
- Se determina la futura distribución de las acciones sujetas a expropiación: el 51% pertenecerá al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá, de acuerdo a las condiciones de cesión a

establecer en desarrollo reglamentario, entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. No obstante, el Poder Ejecutivo Argentino, por sí mismo o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta que se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a ellas, al Estado Nacional y a las provincias.

- Se establece que el Poder Ejecutivo Nacional a través de las personas u organismos que designe ejercerá todos los derechos que confieren las acciones a expropiar, y ello en los términos establecidos para la "ocupación temporánea" en la legislación argentina reguladora de la institución de la expropiación.
- La tramitación de los procesos de expropiación se regirá por lo establecido en la Ley 21.499 (Ley Nacional de Expropiaciones), actuando como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional. El precio de los bienes sujetos a expropiación se determinará conforme a lo previsto en el artículo 10 y concordantes de la citada Ley, correspondiendo la tasación al Tribunal de Tasaciones de la Nación.

También el 7 de mayo de 2012, el presidente de la Comisión Nacional de Valores argentina procedió a convocar una asamblea de accionistas de YPF S.A. para el 4 de junio de 2012.

El mismo 7 de mayo de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina designa a D. Miguel Matías Galuccio como Gerente General de YPF S.A. durante la intervención.

La asamblea de accionistas, celebrada el 4 de junio de 2012, nombró al Sr. Galuccio Presidente del Directorio y le ratificó como Gerente General de YPF S.A. Asimismo, en dicha asamblea de accionistas se procedió, entre otros acuerdos, a la remoción de la totalidad de los directores titulares y suplentes, de los síndicos titulares y suplentes y de los miembros, titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora, y a la designación de sus remplazantes. De los 17 nuevos miembros titulares del Directorio, la asamblea de accionistas nombró un Director independiente a propuesta de Repsol.

El 15 de junio de 2012, el Directorio acordó levantar la suspensión de la convocatoria de la Asamblea General Ordinaria de 25 de abril de 2012, dispuesta en su día por el interventor, y convocar dicha Asamblea para el 17 de julio. Entre otros acuerdos, la Asamblea adoptó los siguientes:

- Aprobar los estados financieros y el informe de la Comisión Fiscalizadora correspondientes al ejercicio 2011;
- No aprobar la gestión de los miembros del Directorio ni de la Comisión Fiscalizadora correspondiente al ejercicio 2011, con excepción de los que habían sido designados por las acciones Clase A, correspondientes al Estado Nacional;
- Destinar (i) la cantidad de 5.751 millones de pesos a constituir una reserva para inversiones; (ii) y la suma de 303 millones de pesos a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad de su distribución en un plazo que no podrá exceder el cierre del ejercicio 2012.

Tanto las asambleas generales de accionistas de YPF S.A., celebradas el 4 de junio y 17 de julio de 2012, así como la asamblea general de YPF Gas S.A., celebrada el 6 de julio de 2012, han sido impugnadas por Repsol, S.A. y por Repsol Butano, S.A., respectivamente, por considerar, entre otros argumentos, que las mismas no se encontraban válidamente constituidas por traer causa de un proceso expropiatorio ilegítimo e inconstitucional.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, únicamente se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol y no a la totalidad); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Asimismo, Repsol considera que la expropiación viola los más fundamentales principios de seguridad jurídica y de confianza de la comunidad inversora internacional, por lo que Repsol se reserva expresa y plenamente todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar sus derechos, el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas, al amparo del Derecho argentino, la normativa de valores de los mercados en los que YPF cotiza y el Derecho internacional, incluyendo el "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", suscrito entre España y Argentina en 1991.

En concreto y según se detalla en el apartado *Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF* de la Nota 35, Repsol ya ha iniciado acciones

legales (i) por vulneración del “Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina”, (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. titularidad directa o indirecta de Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A., respectivamente, (iii) por incumplimiento del Estado Argentino de la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición sobre las acciones de YPF S.A. antes de tomar el control de la sociedad, (iv) otros procedimientos judiciales iniciados para evitar el aprovechamiento ilegítimo por terceras partes de determinados activos pertenecientes a YPF.

5.2

### Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen.

Tras la firma en diciembre de 2007 de un acuerdo de intenciones, Repsol y Petersen Energía formalizaron en febrero de 2008 un contrato de compraventa de acciones para la adquisición por Petersen Energía de 58.603.606 acciones Clase D de YPF S.A. en forma de American Depositary Shares (ADSs) y equivalentes al 14,9% de su capital social. El precio de venta fue 2.235 millones de dólares. Para esta adquisición el Grupo concedió el primero de dos préstamos a Petersen Energía por un principal de 1.015 millones de dólares. Este préstamo se encontraba garantizado mediante la constitución de un derecho real de prenda sobre 18.126.746 acciones Clase D de YPF S.A., en forma de ADSs, adquiridas por el grupo Petersen.

También en febrero de 2008, Repsol y Petersen Energía firmaron dos acuerdos adicionales por los cuales, dentro de un periodo máximo de cuatro años, Petersen Energía podía ejecutar sendas opciones de compra sobre participaciones adicionales del 0,1% y del 10% del capital social de YPF S.A. respectivamente. Estas dos opciones de compra fueron asignadas por Petersen Energía a su filial Petersen Energía Inversora, S.A. (en adelante “Petersen Inversora”, y conjuntamente con Petersen Energía el “grupo Petersen”). De acuerdo a lo establecido en los estatutos sociales de YPF S.A., Petersen Energía hizo una Oferta Pública de Adquisición (OPA) para adquirir el capital restante en manos de terceros a un precio de 49,45 dólares por acción o ADS. Repsol comunicó su intención de no acudir a la oferta. Como consecuencia de la oferta, Petersen Energía adquirió un total de 1.816.879 acciones y ADSs representativas de un 0,462% adicional del capital social de YPF S.A.

Adicionalmente Petersen Inversora en noviembre de 2008 ejerció la primera de las opciones de compra, por la que adquirió 393.313 acciones Clase D de YPF S.A. en forma de ADSs y equivalente al 0,1% de su capital social. El precio de venta fue de 13 millones de dólares.

En junio de 2008, el Banco Santander otorgó un contrato de préstamo de 198 millones de dólares a Petersen Inversora para la adquisición de las acciones resultantes del ejercicio de la primera opción de compra del 0,1% del capital social de YPF S.A. y para financiar la anteriormente mencionada OPA. Petersen Inversora dispuso de un total de 109 millones de dólares de este contrato de préstamo, garantizado por Repsol en virtud de un contrato de garantía firmado también en junio de 2008. Como contragarantía de las obligaciones de Repsol bajo dicho contrato, el grupo Petersen constituyó un derecho real de prenda a favor de Repsol sobre 2.210.192 acciones de Clase D de YPF S.A. en forma de ADSs.

En mayo de 2011 el grupo Petersen ejerció la segunda opción de compra para la adquisición de 39.331.279 acciones ordinarias Clase D de YPF S.A. representadas por ADSs y equivalente al 10% del capital social. El precio de venta fue de 1.302 millones de dólares. Esta segunda opción se instrumentó, en parte, a través de un segundo préstamo de Repsol al grupo Petersen, por un principal de 626 millones de dólares. Este préstamo se encontraba garantizado mediante la constitución de un derecho real de prenda sobre 3.048.174 acciones Clase D de YPF S.A., en forma de ADSs, adquiridas por el grupo Petersen.

A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida de control del Grupo Repsol en YPF, el grupo Petersen ostentaba un 25,46% de la petrolera argentina.

El 18 de mayo de 2012, el Banco Santander notificó a Petersen Inversora el incumplimiento parcial del contrato de préstamo como consecuencia de la falta de pago en el plazo de amortización correspondiente al 15 de mayo de 2012, sin declarar el vencimiento anticipado del mismo. En aplicación del contrato de garantía, el Banco Santander reclamó dicho pago a Repsol, en calidad de garante. Repsol efectuó el pago por importe de 4,6 millones de dólares.

El 30 de mayo de 2012, en ejercicio de sus derechos contractuales, Repsol notificó a los miembros relevantes del grupo Petersen la terminación anticipada de los dos contratos de

préstamo con Repsol y solicitó el pago inmediato de los importes pendientes de dichos préstamos. De acuerdo con los términos de los acuerdos de garantía, Repsol como prestamista, tiene derecho a ejercitar los derechos de voto correspondientes a las ADSs que están sujetas a prenda, y que representan el 5,38% del capital de YPF S.A.

El 8 de noviembre de 2012, Repsol notificó a The Bank of New York Mellon, en su condición de agente de garantías y de depositario del programa de ADSs de YPF S.A., la ejecución de las dos prendas sobre un total de 21.174.920 acciones Clase D de YPF S.A., en la forma de ADSs.

Repsol no ostenta ninguna otra garantía en relación a los préstamos más allá de las anteriormente mencionadas ADSs sujetas a prenda.

5.3

### Tratamiento contable de la expropiación

#### Intervención, pérdida de control y hechos relacionados con la pérdida de control

Debido a los hechos señalados anteriormente, se ha producido la pérdida del control de YPF e YPF Gas por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que ha implicado dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

Desde la fecha de la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF y de YPF Gas se consideran actividades interrumpidas, por lo que los resultados aportados al Grupo por ambas sociedades se han clasificado en los epígrafes específicos para las mismas. A 31 de diciembre de 2012 el importe aportado por YPF e YPF Gas en el epígrafe “Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas” por los resultados netos de impuestos y de intereses minoritarios, desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, ascendió a 147 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

En el cuadro siguiente se incluye el desglose de los activos, pasivos e intereses minoritarios de YPF e YPF Gas que formaban parte del balance consolidado y que han sido dados de baja:

Millones de euros <sup>(1)</sup>			
ACTIVO	YPF	YPF Gas	TOTAL
Inmovilizado Intangible:	2.040	4	2.044
a) Fondo de Comercio	1.804	4	1.808
b) Otro inmovilizado intangible	236	–	236
Inmovilizado material	8.781	32	8.813
a) Inversiones en zonas con reservas	5.886	–	5.886
b) Otros costes de exploración	120	–	120
c) Maquinaria e instalaciones	1.085	7	1.092
d) Elementos de transporte	51	1	52
e) Otros epígrafes del inmovilizado	1.639	24	1.663
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	1	34
Activos financieros no corrientes	83	–	83
Activos por impuesto diferido	210	3	213
Otros activos no corrientes	97	–	97
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>11.244</b>	<b>40</b>	<b>11.284</b>
Existencias	1.270	3	1.273
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.120	29	1.149
Otros activos corrientes	73	–	73
Otros activos financieros corrientes	12	–	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	229	22	251
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>2.704</b>	<b>54</b>	<b>2.758</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>13.948</b>	<b>94</b>	<b>14.042</b>
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE <sup>(2)</sup></b>	<b>(589)</b>	<b>(16)</b>	<b>(605)</b>
<b>INTERESES MINORITARIOS</b>	<b>2.735</b>	<b>7</b>	<b>2.742</b>
Subvenciones	46	–	46
Provisiones no corrientes	1.623	5	1.628
Pasivos financieros no corrientes	741	–	741
Pasivos por impuesto diferido	1.063	–	1.063
Otros pasivos no corrientes	30	–	30
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>3.503</b>	<b>5</b>	<b>3.508</b>
Provisiones corrientes	172	–	172
Pasivos financieros corrientes	1.250	–	1.250
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.157	39	2.196
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>3.579</b>	<b>39</b>	<b>3.618</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO, INTERESES MINORITARIOS Y PASIVO</b>	<b>9.228</b>	<b>35</b>	<b>9.263</b>
<b>VALOR NETO</b>	<b>4.720</b>	<b>59</b>	<b>4.779</b>

<sup>(1)</sup> Los activos, pasivos e intereses minoritarios de ambas compañías se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado a 31 de marzo de 2012.

<sup>(2)</sup> Corresponde a las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por la participación del Grupo en YPF y en YPF Gas.

Las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación del Grupo en YPF e YPF Gas generadas hasta el momento de la pérdida de control han sido traspasadas a los epígrafes relativos a operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados adjunta.

Por otra parte, se han identificado otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, que se ven afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación, tales como los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. Los efectos contables derivados de la valoración de estas operaciones se han registrado en los epígrafes de la cuenta de resultados relativos a operaciones interrumpidas, dado que los mismos están estrechamente relacionados con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF.

El Grupo había concedido al grupo Petersen dos préstamos, tal y como se describe en el apartado 5.2 de esta Nota. Estos préstamos contaban con la garantía de sendas prendas sobre acciones Clase D de YPF, en la forma de ADSs, titularidad del grupo Petersen. Repsol, el 30 de mayo de 2012, en ejercicio de las facultades contractuales que le correspondían, notificó a las sociedades correspondientes del grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo. El importe provisionado por dichos préstamos neto del valor de mercado de las acciones pignoras ascendió a 1.402 millones de euros.

Por otro lado, y respecto al contrato de préstamo que el Banco Santander otorgó hasta 198 millones de dólares a Petersen, del que habrían dispuesto 109 millones de dólares (ver apartado 5.2), a 31 de marzo de 2012 el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares. El 18 de mayo de 2012, el Banco Santander notificó a Petersen el incumplimiento parcial del contrato de préstamo y reclamó dicho pago a Repsol en su calidad de garante. Repsol efectuó el pago por importe de 4,6 millones de dólares. Como consecuencia de lo anterior el Grupo registró una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol menos el importe correspondiente al valor de realización en el mercado de las acciones pignoras como contragarantía y que representan el 0,56% del capital de YPF S.A.

La participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación –que continúan siendo titularidad del Grupo– como del resto de las acciones, se ha registrado, como consecuencia de la pérdida de control, por su naturaleza, es decir, como instrumentos financieros. En concreto, las acciones objeto de expropiación, se registraron por un importe inicial de 5.373 millones de euros en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” (5.343 millones de euros por las acciones de YPF S.A. sujetas a expropiación y 30 millones por las acciones de YPF Gas S.A.) y el resto de las acciones que no han sido objeto de expropiación, se registraron como “*Activos financieros disponibles para la venta*” por un importe inicial de 300 millones de euros (280 millones de euros por las correspondientes a YPF y 20 millones de euros por las de YPF Gas S.A.)

Posteriormente las variaciones de valor, tanto en el caso de las acciones clasificadas como “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*”, como en el de las registradas en el epígrafe “*Activos financieros disponibles para la venta*”, se reconocen directamente en el patrimonio, en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*”, hasta que se transmita la propiedad de las acciones o se determine que han sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumulados reconocidos previamente en el patrimonio se transferirán a la cuenta de resultados.

La valoración de las acciones, a efectos de su registro contable, se ha realizado de conformidad con lo dispuesto en la NIC 39. La referencia de la norma contable al valor razonable o valor de realización obliga a distinguir entre las acciones sujetas a expropiación y el resto de las acciones titularidad de Repsol.

Para las primeras, registradas en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*”, la determinación del valor razonable debe tener como referencia el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, esto es, el precio o indemnización que finalmente el Gobierno Argentino hará efectivo a Repsol. Para la estimación de ese valor Repsol ha tomado en consideración los criterios de valoración que razonablemente cabe esperar que sean aplicables por los órganos y tribunales llamados a decidir sobre la fijación del precio o indemnización derivados del proceso expropiatorio. Como quiera que ese precio o compensación todavía no ha sido fijado y que resulta posible que deba hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirán circunstancias ajenas al control del Grupo, hay que tener presente que la estimación del valor recuperable conlleva incertidumbres tanto sobre su cuantía como sobre la fecha y la forma en que se hará efectiva. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se ha registrado la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. y por tanto, tener efecto en los estados financieros del Grupo.

Repsol considera que tiene fundamentos legales muy sólidos para obtener la restitución al Grupo de las acciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación, o para obtener una compensación del Estado Argentino por un monto equivalente al valor de mercado de la participación expropiada antes de la expropiación, y además, en cualquier caso, para ser indemnizado por el resto de los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación. Asimismo considera que existen vías legales para ejecutar y hacer efectivo el contenido del laudo que ponga fin al procedimiento arbitral del CIADI que ya ha iniciado Repsol. El valor de mercado de la participación será determinado a estos efectos por los métodos de valoración habitualmente aceptados en la comunidad financiera.

Sin perjuicio de lo anterior, Repsol viene señalando desde el día siguiente a la expropiación que, con independencia del valor de mercado de las acciones a que tiene derecho, los artículos 7 y 28 de los estatutos de YPF S.A. establecen que, en caso de toma de control por parte del Estado Nacional Argentino, el adquirente deberá formular una oferta pública de adquisición (OPA) por el total de las acciones clase D de YPF S.A., cuyo precio de adquisición será pagado en efectivo y calculado de acuerdo con unos criterios predeterminados que constituyen, a efectos del registro contable de las acciones, una referencia válida para la estimación de la compensación que como mínimo, debería obtener Repsol. De la estimación por parte de Repsol del valor que surge de la aplicación de este método en el momento de la expropiación resulta una valoración del 100% de YPF, de no menos de 18.300 millones de dólares (13.864 millones de euros, calculados con el tipo de cambio de cierre de 31 de diciembre de 2012), y de 9.333 millones de dólares (7.070 millones de euros) por el 51% objeto de expropiación.

No obstante, aun disponiendo de esa referencia, al momento del registro contable deben considerarse los inevitables riesgos e incertidumbres que afectan a las estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. Por tal motivo, se ha enfocado de manera prudente el registro contable de las acciones sujetas a expropiación, evitando que una mayor valoración obligue al reconocimiento inicial de un beneficio neto derivado del proceso de expropiación que, en este momento, tiene todavía un carácter contingente.

Por lo que se refiere a las acciones de YPF S.A. registradas como “*Activos financieros disponibles para la venta*” (que forman parte del epígrafe “*Activos financieros no corrientes*” del balance de situación adjunto), fueron valoradas a su valor de mercado, que se correspondía con su precio de cotización al ser susceptibles de negociación en el mercado de valores correspondiente.

Por último la totalidad de las acciones de YPF Gas S.A. al no estar negociadas en un mercado organizado activo, se han valorado siguiendo criterios análogos a los indicados para la participación expropiada de YPF S.A.

Los impactos fiscales de todos los hechos descritos supusieron el registro inicial de un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros.

El efecto neto registrado en la cuenta de resultados del Grupo como consecuencia de todos los efectos anteriormente mencionados por el proceso de expropiación ascendió a una pérdida neta de impuestos de 38 millones de euros que figura registrada en el epígrafe “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*” de la cuenta de resultados.

#### Valoración posterior de activos y pasivos tras la pérdida de control

Desde su registro inicial y hasta el 8 de noviembre de 2012, fecha en la que Repsol ejecutó las prendas asociadas a los préstamos de Petersen por un total de 21.174.920 acciones Clase D de YPF S.A., en la forma de American Depositary Shares, que representan un 5,38% del capital social de YPF S.A., el importe de la provisión por deterioro de los préstamos concedidos aumentó en 33 millones de euros como consecuencia de la evolución del valor de mercado de las acciones pignoradas.

Con fecha 8 de noviembre de 2012, los préstamos de Petersen fueron dados de baja del balance de situación por importe de 172 millones de euros correspondientes al valor de las acciones ejecutadas en ese momento, y dichas acciones se registraron como “*Activos financieros disponibles para la venta*”. El importe de los préstamos se encuentra totalmente provisionado a 31 de diciembre de 2012.

A 31 de diciembre, y desde su registro inicial, la provisión para riesgos y gastos que cubre el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol en relación al préstamo del Banco Santander otorgado a Petersen, ha experimentado una variación de 8 millones de euros como consecuencia de la variación del valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía, así como de los pagos realizados durante el periodo, y cuyo saldo a 31 de diciembre asciende a 46 millones de euros.

Las variaciones de valor desde su registro inicial y hasta el 31 de diciembre de 2012, tanto de las acciones clasificadas como “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*”, como las clasificadas como “*Activos financieros disponibles para la venta*” incluyendo

en este último epígrafe las registradas por la ejecución de las garantías de los préstamos de Petersen, se han reconocido directamente en el patrimonio, en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*”, por importes positivos antes de impuestos de 19 y 59 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2012, el saldo registrado en ambos epígrafes por las acciones sujetas a expropiación y por el resto de las acciones que no han sido objeto de expropiación, ascienden a 5.392 y 530 millones de euros respectivamente.

#### 5-4

#### Resultado de operaciones interrumpidas por la expropiación

En 2012, el epígrafe “*Resultado de operaciones interrumpidas*” recoge los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo. Asimismo también incluye el impacto en la cuenta de resultados derivado de la pérdida de control como consecuencia del proceso de expropiación.

A continuación se incluye el desglose por naturaleza de los resultados correspondientes a las operaciones interrumpidas derivadas de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF e YPF Gas:

Millones de euros	31/12/2012	31/12/2011
Ingresos de explotación	2.817	11.095
Gastos de explotación	(2.400)	(9.839)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>417</b>	<b>1.256</b>
Resultado financiero	(25)	40
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	3	3
<b>Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas</b>	<b>395</b>	<b>1.299</b>
Gasto por impuestos relativo al resultado antes de impuestos de las operaciones interrumpidas	(78)	(523)
<b>Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas <sup>(1)</sup></b>	<b>317</b>	<b>776</b>
<b>Resultado después de impuestos de la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación <sup>(2)</sup></b>	<b>(38)</b>	<b>-</b>
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS <sup>(2)</sup></b>	<b>279</b>	<b>776</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas <sup>(1)</sup>	(109)	(240)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS</b>	<b>170</b>	<b>536</b>

<sup>(1)</sup> En estos epígrafes se recogen los resultados aportados por YPF e YPF Gas, hasta el momento de la pérdida de control así como los resultados financieros relacionados con el préstamo concedido al grupo Petersen, y otros gastos relacionados.

<sup>(2)</sup> Incluye los efectos derivados de (i) dar de baja los activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes a las sociedades objeto de expropiación por importe de 4.779 millones de euros, que incluyen 605 millones de euros de diferencias de conversión (ii) provisionar los préstamos y garantías relacionados con la financiación al grupo Petersen por un importe de 1.456 millones de euros, según lo mencionado en los párrafos anteriores; (iii) registrar un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros; y (iv) dar de alta la participación del Grupo en el capital de YPF e YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación, como del resto de las acciones de su propiedad, de acuerdo con lo mencionado en los apartados anteriores, por importe de 5.673 millones de euros.

#### 5-5

#### Información comparativa

La cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 ha sido re-expresada a efectos comparativos, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, para clasificar las operaciones afectadas por el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. en los epígrafes referentes a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 “*Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas*”.

Asimismo, el estado de flujos de efectivo del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 que se incluye en los presentes estados financieros consolidados ha sido re-expresado a efectos comparativos con respecto a la información publicada en los estados financieros consoli-

datos correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, de forma que los flujos correspondientes a las operaciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. se han reclasificado de acuerdo a la normativa contable vigente, a líneas específicas que reflejan los flujos de efectivo de las operaciones interrumpidas de las actividades de explotación, inversión y financiación.

## 6

### Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2012	2011
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.086	2.108
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
EESS de Repsol Comercial P.P, S.A.	96	97
Otras compañías <sup>(1)</sup>	224	220
YPF S.A.	-	1.861
Empresas Lipigas S.A. <sup>(2)</sup>	-	87
	<b>2.678</b>	<b>4.645</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "Fondos de comercio" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

<sup>(1)</sup> Al 31 de diciembre de 2011 el epígrafe "Otras compañías" incluye 6 millones de euros de sociedades del grupo YPF.

<sup>(2)</sup> Sociedad vendida en el ejercicio 2012 (ver Nota 32).

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	4.645	4.617
Adquisiciones	5	17
Variaciones del perímetro de consolidación	(95)	(28)
Desinversiones	(1)	-
Diferencias de conversión	(2)	2
Sanearios	(6)	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(2)	(22)
Movimientos subgrupo YPF e YPF Gas <sup>(1)</sup>	(58)	59
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(2)</sup>	(1.808)	-
<b>SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>	<b>2.678</b>	<b>4.645</b>

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

<sup>(1)</sup> En 2012 incluye los movimientos del fondo de comercio correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos del fondo de comercio correspondientes a YPF e YPF Gas, durante dicho ejercicio 2011, fundamentalmente "Diferencias de Conversión" por importe de 59 millones de euros.

<sup>(2)</sup> Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

En 2012 el epígrafe "Variaciones del perímetro de consolidación" recoge, principalmente, la baja del fondo de comercio de Empresas Lipigas, S.A. por importe de 99 millones de euros tras la venta de Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía el 45% de dicha sociedad (ver Nota 32).

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 31).

Adicionalmente en 2011, en el epígrafe "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye la baja por la permuta de activos de EUFER (ver Nota 31) 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 32) por importe de 21 millones de euros. Ambos importes son proporcionales teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente:

Millones de euros	2012	2011
Fondo de comercio bruto	2.710	4.671
Pérdidas de valor acumuladas (nota 10)	(32)	(26)
<b>Fondo de comercio neto</b>	<b>2.678</b>	<b>4.645</b>

#### Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2012 y 2011 por segmentos:

Millones de euros	2012	2011
Upstream <sup>(1)</sup>	100	87
Downstream <sup>(2)</sup>	492	589
YPF <sup>(3)</sup>	-	1.861
Gas y electricidad <sup>(4)</sup>	2.086	2.108
<b>TOTAL</b>	<b>2.678</b>	<b>4.645</b>

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

<sup>(2)</sup> Corresponde a un total de 22 UGEs siendo el importe individualmente más significativo el 24% del total del segmento.

<sup>(3)</sup> Los importes registrados en este epígrafe han sido dados de baja del balance consolidado en 2012 como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A. (ver Nota 5).

<sup>(4)</sup> A 31 de diciembre de 2012 y 2011 incluye 1.752 y 1.763 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 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 conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2012 y 2011.

## 7

## Otro inmovilizado intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Abandera- miento	Suministro en exclusiva	Derechos Emisión	Aplicaciones informáticas	Otro inmovilizado	TOTAL
Millones de euros							
<b>COSTE</b>							
SALDO A 1 DE ENERO DE 2011	699	202	82	255	511	2.992	4.741
Inversiones <sup>(1)</sup>	5	5	17	9	71	423	530
Retiros o bajas	(12)	(5)	(7)	(2)	(46)	(5)	(77)
Diferencias de conversión	10	1	–	–	(1)	(9)	1
Variación del perímetro de consolidación <sup>(2)</sup>	1	–	–	–	(1)	128	128
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(3)</sup>	8	15	(5)	(70)	19	(51)	(84)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(4)</sup>	1	(23)	–	–	17	100	95
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	712	195	87	192	570	3.578	5.334
Inversiones <sup>(1)</sup>	9	6	19	7	82	74	197
Retiros o bajas	(13)	(8)	(8)	–	(1)	(7)	(37)
Diferencias de conversión	(6)	–	–	–	–	(79)	(85)
Variación del perímetro de consolidación <sup>(2)</sup>	–	–	–	–	(1)	4	3
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(3)</sup>	12	12	(8)	(78)	(10)	50	(22)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(5)</sup>	(1)	–	–	–	–	(16)	(17)
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(6)</sup>	(25)	(1)	–	–	(43)	(672)	(741)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012	688	204	90	121	597	2.932	4.632
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>							
SALDO A 1 DE ENERO DE 2011	(343)	(157)	(49)	(1)	(355)	(1.000)	(1.905)
Amortizaciones	(30)	(15)	(9)	–	(63)	(133)	(250)
Retiros o bajas	7	5	6	–	47	–	65
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor	1	–	–	(110)	–	–	(109)
Diferencias de conversión	(6)	(1)	–	–	1	6	–
Variación del perímetro de consolidación	–	–	–	–	1	(1)	–
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(3)</sup>	2	(12)	(1)	35	(18)	13	19
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(4)</sup>	(2)	21	–	–	(7)	(28)	(16)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	(371)	(159)	(53)	(76)	(394)	(1.143)	(2.196)
Amortizaciones	(31)	(15)	(10)	–	(62)	(113)	(231)
Retiros o bajas	8	7	8	–	1	2	26
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor	1	–	–	(8)	–	1	(6)
Diferencias de conversión	4	–	–	–	–	24	28
Variación del perímetro de consolidación	–	–	–	–	1	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(3)</sup>	(1)	1	(1)	76	8	(16)	67
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(5)</sup>	–	–	–	–	(2)	11	9
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(6)</sup>	21	2	–	–	25	457	505
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012	(369)	(164)	(56)	(8)	(423)	(776)	(1.796)
<b>SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011</b>	<b>341</b>	<b>36</b>	<b>34</b>	<b>116</b>	<b>176</b>	<b>2.435</b>	<b>3.138</b>
<b>SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012</b>	<b>319</b>	<b>40</b>	<b>34</b>	<b>113</b>	<b>174</b>	<b>2.156</b>	<b>2.836</b>

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

<sup>(1)</sup> Las inversiones en 2012 y 2011 proceden de la adquisición directa de activos.

<sup>(2)</sup> Ver Nota 31 Combinaciones de negocios y Nota 32 Desinversiones.

<sup>(3)</sup> En el ejercicio 2012, la columna "Derechos de Emisión" incluye, fundamentalmente, 132 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados de manera gratuita para el 2012 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 2011 por importe de 95 millones de euros. En el ejercicio 2011, la misma columna "Derechos de Emisión" incluía, fundamentalmente, 244 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados de manera gratuita para el 2011 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2010 por importe de 178 millones de euros.

<sup>(4)</sup> El detalle de los movimientos más significativos correspondientes a YPF e YPF Gas durante el ejercicio 2011 son: (i) Inversiones por 72 millones de euros, (ii) Dotaciones a la amortización por 20 millones de euros.

<sup>(5)</sup> Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.

<sup>(6)</sup> Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control en YPF e YPF Gas como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

El epígrafe "Otro inmovilizado" incluye principalmente:

- Inmovilizado intangible de Gas Natural Unión Fenosa, por importe de 540 y 584 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente, que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos.
- 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 3.4.6) por importe de 465 y 619 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

En el ejercicio 2012 estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia. A 31 de diciembre de 2011, se incluían activos de YPF e YPF Gas con un valor residual de 157 millones de euros y correspondían principalmente a acuerdos de concesión de transporte de crudos, gas y derivados de YPF S.A. en Argentina que fueron dadas de baja en 2012 con la pérdida de control como consecuencia del proceso de expropiación descrito en la Nota 5.

En el ejercicio 2012 y 2011 los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de infraestructuras ascienden a 35 y 28 millones de euros, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe "Ingresos de explotación".

- Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa por importe de 205 y 213 millones de euros, a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.
- Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por importe de 679 y 606 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente. Las inversiones registradas en ambos ejercicios han ascendido a 20 y 313 millones de euros, respectivamente. Las principales inversiones en 2012 corresponde a la adquisición de bonos exploratorios en el Golfo de Méjico y Namibia. En 2011 las principales inversiones, por importe de 216 millones de euros, correspondieron 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.
- Adicionalmente en 2011 se pagó un anticipo 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 2012 y 2011. 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 3.4.6).

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 la Nota 3.

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 112 millones de euros en 2012 y 97 millones de euros en 2011, 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 2012 y 2011 a 83 y 74 de euros, respectivamente.

## 8

## Inmovilizado material

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2012 y 2011 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								
<b>COSTE</b>								
SALDO A 1 DE ENERO DE 2011	2.773	25.368	34.063	2.337	2.024	1.806	4.698	73.069
Inversiones	17	223	676	459	5	58	1.855	3.293
Retiros o bajas	(10)	(77)	(1)	(118)	(8)	(24)	(9)	(247)
Diferencias de conversión	13	88	394	38	–	8	3	544
Variación del perímetro de consolidación <sup>(1)</sup>	(3)	133	–	(1)	(2)	(17)	18	128
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(2)</sup>	224	3.369	396	(650)	6	126	(3.808)	(337)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(3)</sup>	15	276	2.385	97	20	37	528	3.358
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	3.029	29.380	37.913	2.162	2.045	1.994	3.285	79.808
Inversiones	41	220	1.438	514	2	100	845	3.160
Retiros o bajas	(8)	(154)	(16)	(134)	(8)	(132)	(24)	(476)
Diferencias de conversión	(6)	(27)	(252)	(36)	(31)	3	(3)	(352)
Variación del perímetro de consolidación <sup>(1)</sup>	(16)	(59)	(196)	(2)	(6)	(97)	(2)	(378)
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(2)</sup>	252	1.425	377	104	6	72	(1.768)	468
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(4)</sup>	(17)	(111)	(596)	20	(5)	(11)	(2)	(722)
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(5)</sup>	(618)	(4.156)	(25.715)	(295)	(171)	(406)	(1.146)	(32.507)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012	2.657	26.518	12.953	2.333	1.832	1.523	1.185	49.001
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>								
SALDO A 1 DE ENERO DE 2011	(800)	(12.894)	(22.720)	(1.420)	(398)	(1.252)	–	(39.484)
Amortizaciones	(54)	(857)	(610)	(144)	(85)	(70)	–	(1.820)
Retiros o bajas	7	67	–	117	8	16	–	215
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor <sup>(6)</sup>	–	1	9	–	–	13	–	23
Diferencias de conversión	(2)	(18)	(171)	(14)	(1)	–	–	(206)
Variación del perímetro de consolidación <sup>(1)</sup>	1	(36)	–	–	1	15	–	(19)
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(2)</sup>	(22)	52	121	373	(4)	(42)	–	478
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(3)</sup>	(19)	(286)	(1.844)	(64)	(9)	(14)	–	(2.236)
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011	(889)	(13.971)	(25.215)	(1.152)	(488)	(1.334)	–	(43.049)
Amortizaciones	(63)	(1.007)	(831)	(295)	(84)	(76)	–	(2.356)
Retiros o bajas	4	136	14	134	8	125	–	421
(Dotación) / Reversión pérdidas de valor <sup>(6)</sup>	–	(21)	1	(19)	–	(42)	–	(81)
Diferencias de conversión	1	4	112	17	7	(4)	–	137
Variación del perímetro de consolidación <sup>(1)</sup>	5	27	311	2	4	58	–	407
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(2)</sup>	4	(20)	(204)	(122)	2	1	–	(339)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(4)</sup>	5	53	322	5	3	5	–	393
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(5)</sup>	251	3.064	19.828	175	119	256	–	23.693
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012	(682)	(11.735)	(5.662)	(1.255)	(429)	(1.011)	–	(20.774)
<b>SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011</b>	<b>2.140</b>	<b>15.409</b>	<b>12.698</b>	<b>1.010</b>	<b>1.557</b>	<b>660</b>	<b>3.285</b>	<b>36.759</b>
<b>SALDO NETO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012 <sup>(7)</sup></b>	<b>1.975</b>	<b>14.783</b>	<b>7.291</b>	<b>1.078</b>	<b>1.403</b>	<b>512</b>	<b>1.185</b>	<b>28.227</b>

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

<sup>(1)</sup> Ver Nota 31 Combinaciones de negocios y Nota 32 Desinversiones.

<sup>(2)</sup> En 2012 incluye traspasos del epígrafe "Inmovilizado en curso" fundamentalmente a "Maquinaria e instalaciones", por importe de 891 millones de euros, por la puesta en marcha de la ampliación y mejora de la Refinería de Petronor, 253 correspondientes a la nueva sede corporativa denominada Campus. En 2011 el citado epígrafe recogía 3.184 millones de euros correspondientes a la ampliación de la Refinería de Cartagena. Adicionalmente en 2011, se incluían 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 fueron vendidos en dicho ejercicio 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 Nota 32).

<sup>(3)</sup> El detalle de los movimientos netos más significativos, correspondiente al grupo YPF e YPF Gas durante el ejercicio 2011 son: (i) Inversiones por 2.119 millones de euros, (ii) Amortizaciones por 1.429 millones de euros, (iii) Diferencias de conversión por 314 millones de euros, (iv) Reclasificaciones y otros movimientos por 123 millones de euros.

<sup>(4)</sup> Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.

<sup>(5)</sup> Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

<sup>(6)</sup> Ver Nota 10.

<sup>(7)</sup> A 31 de diciembre de 2012 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 224 millones de euros (215 millones de euros en 2011).

En 2012 las principales inversiones se realizaron en España 1.092 millones de euros, en Estados Unidos 792 millones de euros, en Brasil 254 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 863 millones de euros, en Rusia 64 millones de euros y en Portugal 58 millones de euros. Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas por YPF e YPF Gas y sus sociedades participadas en el ejercicio 2012 antes de la pérdida de control ascendieron a 328 millones de euros. Las principales inversiones en 2011 se realizaron 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. Adicionalmente, en 2011, se realizaron inversiones en Argentina por importe de 2.092 millones de euros, correspondientes todas ellas a YPF e YPF Gas.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 638 y 1.185 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 766 y 3.285 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

El epígrafe "Inmovilizado material" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 8.609 y 12.147 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el apartado 3.4.7 de la Nota 3. En 2012 y 2011, el coste medio de activación ha sido 4,19% y 4,87% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 103 y 117 millones de euros, respectivamente, 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 184 y 158 millones de euros al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2013 y 2054.

En los ejercicios 2012 y 2011 se incluyen 2.844 millones de euros y 2.894 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 1.475 millones de euros y 1.482 millones de euros en 2012 y 2011 respectivamente, así como los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.329 millones de euros y a 1.388 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente (ver Nota 23).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol 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.

## 9

## Inversiones inmobiliarias

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

Millones de euros	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	TOTAL
SALDO A 1 DE ENERO DE 2011	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
Retiros o bajas	–	–	–
Dotación de amortización y otros movimientos	2	(1)	1
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012	46	(21)	25

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2012 y 2011 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 88 y 94 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2012 y 2011 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

10

## Pérdida de valor de los activos

Repsol 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 3.4.10).

Durante los ejercicios 2012 y 2011 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una pérdida de valor neta de 94 millones de euros y 93 millones de euros, respectivamente (ver Nota 27). Esta cifra incluye una pérdida por importe de 8 millones de euros y 110 millones de euros, respectivamente, por la depreciación de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (ver Nota 36) 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 2012 se han dotado, principalmente, pérdidas de valor por importe de 14 millones de euros por activos de exploración en Sierra Leona debido a las incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados. Adicionalmente, se han dotado pérdidas de valor de los activos del negocio químico, por importe de 54 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en España y Portugal.

En el ejercicio 2011 se registró 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 dotaron 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 dotaron 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.

11

## 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 2012 y 2011 es el siguiente:

Millones de euros	2012	2011
Perú LNG Company Llc.	238	219
Petrocarabobo	102	86
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	65	62
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	44	48
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	40	43
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	43	41
Guará, B.V.	61	40
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd.	44	37
Transierra, S.A.	29	27
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	18	20
Otras sociedades puestas en equivalencia <sup>(1)</sup>	53	76
	<b>737</b>	<b>699</b>

<sup>(1)</sup> Al 31 de diciembre de 2011 incluye 31 millones de euros correspondientes a sociedades del Grupo YPF e YPF Gas.

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 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	699	585
Adquisiciones	86	26
Desinversiones	(45)	-
Variaciones del perímetro de consolidación	-	(3)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	117	72
Dividendos repartidos	(75)	(62)
Diferencias de conversión	(13)	17
Reclasificaciones y otros movimientos	(1)	70
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(1)</sup>	3	(6)
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(2)</sup>	(34)	-
<b>SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>	<b>737</b>	<b>699</b>

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

<sup>(1)</sup> En 2012 incluye los movimientos de las inversiones contabilizadas aplicando el método de participación correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos de las inversiones contabilizadas aplicando el método de participación correspondientes a YPF e YPF Gas durante dicho ejercicio.

<sup>(2)</sup> Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

La principal inversión en el ejercicio 2012 corresponde a Guará B.V. por importe de 60 millones de euros. En 2011 se realizaron inversiones en la citada sociedad por importe de 20 millones de euros.

La principal desinversión en 2012 corresponde a la devolución de capital a los accionistas de Guará B.V. como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración *off-shore* (ver Nota 32).

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2012 y 2011 son los siguientes:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	25	25
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	15	16
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	19	16
Perú LNG Company Llc.	25	4
Otras sociedades puestas en equivalencia	33	11
	<b>117</b>	<b>72</b>

<sup>(1)</sup> A 31 de diciembre de 2011 incluye 3 millones de euros correspondientes a los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia dependientes de YPF e YPF Gas, que están clasificadas en la cuenta de resultados como resultado de operaciones discontinuadas.

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene 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, ni tampoco control conjunto, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

Sociedad	% Participación
Sistemas Energéticos Mas Garullo <sup>(i)</sup>	18,00%
Oleoducto Transandino de Chile	18,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. <sup>(i)</sup>	11,60%
CLH	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Qalhat LNG SAOC <sup>(i)</sup>	3,70%

<sup>(i)</sup> Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2012 y 2011 (ver Anexo I):

Millones de euros	2012	2011 <sup>(i)</sup>
<b>En balance</b>		
Total Activos	1.765	1.964
Total Patrimonio	737	699

Millones de euros	2012	2011 <sup>(2)</sup>
<b>En resultados</b>		
Ingresos	650	780
Resultado del periodo procedente de operaciones continuadas	117	72

<sup>(i)</sup> A 31 de diciembre de 2011 se incluyen los siguientes saldos con sociedades del grupo YPF: (i) "Total Activos" por 169 millones de euros y (ii) "Total Patrimonio" por 31 millones de euros.

<sup>(2)</sup> Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF e YPF Gas de acuerdo a lo descrito en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

## 12

### 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 2012 y 2011, son las siguientes:

Millones de euros	2012	2011
Inmovilizado material y otros activos intangibles	310	187
Otros activos no corrientes	22	43
Activos corrientes	8	28
	<b>340</b>	<b>258</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	7	19
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	20	13
	<b>27</b>	<b>32</b>
	<b>313</b>	<b>226</b>

#### Activos y pasivos clasificados a 31 de diciembre 2012

A 31 de diciembre de 2012, y desde su adquisición el 29 de diciembre de 2011, la sociedad Eurotek se clasifica como activo no corriente mantenido para la venta. La sociedad Repsol

## 13

### 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	2012	2011
Activos financieros no corrientes	1.313	2.450
Otros activos financieros corrientes	415	674
Derivados por operaciones comerciales corrientes <sup>(i)</sup>	45	68
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.903	2.677
	<b>7.676</b>	<b>5.869</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "Activos financieros no corrientes", "Otros activos financieros corrientes" y "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes", correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen "Activos financieros no corrientes", "Otros activos financieros corrientes" y "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 86, 9 y 274 millones de euros, respectivamente.

<sup>(i)</sup> Recogidos en el epígrafe "Otros deudores".

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2012 y 2011, clasificados por clases de activos es el siguiente:

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. Esta adquisición formaba parte de un acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría el gobierno de la sociedad AR Oil and Gaz, B.V. ("AROG") en la que Repsol participa en un 49% (ver Nota 31 *Combinaciones de negocios*), y que serviría de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa. Una vez cumplidos los hitos marcados en dicho acuerdo, Eurotek fue vendida a AROG, B.V. el 24 de enero de 2013, tal y como se describe en la Nota 38 de *Hechos Posteriores*.

En diciembre de 2012, y una vez aprobada la Declaración de Comercialidad del área Cardon-IV, ubicada en el Golfo de Venezuela, se recibió la notificación oficial por la que Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) participaría a través de la adquisición de un 17,5% del porcentaje poseído por la sociedad del Grupo, Repsol Venezuela Gas, S.A. Por este motivo, los activos y pasivos asociados a dicho porcentaje que ascienden a 49 y 7 millones de euros respectivamente, fueron clasificados como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta.

#### Activos y pasivos clasificados a 31 de diciembre 2011

A 31 de diciembre de 2011 el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta", y adicionalmente a lo descrito anteriormente para la sociedad Eurotek, incluía los activos correspondientes a aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid para los que en fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó su venta al grupo Endesa por importe de 11 millones de euros. 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 a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 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.

En relación a los activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta que fueron enajenados durante los ejercicios 2012 y 2011, ver Nota 32.

31 DE DICIEMBRE DE 2012

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	–	–	641	–	–	–	641
Derivados	–	–	–	–	–	–	–
Otros activos financieros	–	84	–	578	10	–	672
<b>LARGO PLAZO / NO CORRIENTE</b>	<b>–</b>	<b>84</b>	<b>641</b>	<b>578</b>	<b>10</b>	<b>–</b>	<b>1.313</b>
Derivados	51	–	–	–	–	7	58
Otros activos financieros	–	11	–	401	5.893	–	6.305
<b>CORTO PLAZO / CORRIENTES</b>	<b>51</b>	<b>11</b>	<b>–</b>	<b>401</b>	<b>5.893</b>	<b>7</b>	<b>6.363</b>
<b>TOTAL <sup>(1)</sup></b>	<b>51</b>	<b>95</b>	<b>641</b>	<b>979</b>	<b>5.903</b>	<b>7</b>	<b>7.676</b>

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
<b>LARGO PLAZO / NO CORRIENTE</b>	<b>–</b>	<b>65</b>	<b>128</b>	<b>2.212</b>	<b>45</b>	<b>–</b>	<b>2.450</b>
Derivados	176	–	–	–	–	58	234
Otros activos financieros	–	84	–	463	2.638	–	3.185
<b>CORTO PLAZO / CORRIENTES</b>	<b>176</b>	<b>84</b>	<b>–</b>	<b>463</b>	<b>2.638</b>	<b>58</b>	<b>3.419</b>
<b>TOTAL <sup>(1)</sup></b>	<b>176</b>	<b>149</b>	<b>128</b>	<b>2.675</b>	<b>2.683</b>	<b>58</b>	<b>5.869</b>

<sup>(1)</sup> 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 2012, 242 millones de euros a largo plazo y 7.320 millones de euros a corto plazo, y en 2011, 344 millones de euros a largo plazo y 8.634 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. Adicionalmente, los activos que se presentan en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación" del balance de situación que se detallan en el apartado 5.3 de la Nota 5, tampoco han sido incluidos en los desgloses 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	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>Activos financieros a valor razonable <sup>(1)</sup></b>								
Activos financieros mantenidos para negociar	8	23	43	153	–	–	51	176
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	95	149	–	–	–	–	95	149
Activos financieros disponibles para la venta <sup>(2)</sup>	567	57	–	–	–	–	567	57
Derivados de cobertura	–	–	7	58	–	–	7	58
<b>TOTAL</b>	<b>670</b>	<b>229</b>	<b>50</b>	<b>211</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>720</b>	<b>440</b>

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a las acciones no expropiadas de YPF e YPF Gas y 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.

<sup>(1)</sup> En relación a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan de acuerdo con NIIF 5 en el epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación" registrados por su valor razonable, ver lo expuesto en la Nota 5, en el apartado "Tratamiento contable de la expropiación".

<sup>(2)</sup> No incluye 74 y 71 millones de euros en 2012 y 2011 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 3.4.11, "Activos financieros corrientes y no corrientes").

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

13.1

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 22).

13.2

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 2012 y 2011 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión. En 2011 se incluye la inversión realizada en títulos de deuda por importe de 36 millones de euros.

13.3

Activos financieros disponibles para la venta

En 2012 se incluye fundamentalmente el 6,43% de las acciones de YPF S.A. y el 33,997% de las acciones de YPF Gas S.A. propiedad de Repsol que no fueron objeto de expropiación por el gobierno argentino, así como el 5,38% de las acciones de YPF S.A. adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen por importe de 530 millones de euros (Ver Nota 5).

Adicionalmente, éste epígrafe recoge las 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 2012 y 2011 es el siguiente:

Millones de euros	2012	2011
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>128</b>	<b>150</b>
Inversiones	6	12
Desinversiones	-	(4)
Ajustes a valor razonable <sup>(1)</sup>	38	(16)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(8)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas	-	-
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(2)</sup>	469	-
<b>SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>	<b>641</b>	<b>128</b>

<sup>(1)</sup> En 2012 corresponde fundamentalmente a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF (incluyendo aquellas adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen) e YPF Caspor importe de 59 millones de euros positivos y de la participación en Alliance Oil Company (sociedad que absorbió la antigua West Siberian Resources) por importe de 21 millones de euros negativos en 2012 (13 millones de euros negativos en 2011).

<sup>(2)</sup> En 2012 incluye fundamentalmente la valoración inicial del 6,43% de las acciones de YPF y del 33,997% de YPF Gas no sujetas a expropiación por importe de 300 millones de euros y la valoración inicial del 5,38% de las acciones de YPF S.A adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen por importe de 172 millones de euros.

13.4

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	
	2012	2011	2012	2011
<b>No corrientes</b>	<b>578</b>	<b>2.212</b>	<b>793</b>	<b>2.432</b>
<b>Corrientes</b>	<b>401</b>	<b>463</b>	<b>401</b>	<b>463</b>
	<b>979</b>	<b>2.675</b>	<b>1.194</b>	<b>2.895</b>

En 2011, los préstamos no corrientes incluyen, entre otros, aquellos concedidos por el Grupo al grupo Petersen en relación a la financiación de la adquisición de la participación en YPF S.A., que se describen en la Nota 5. A 31 de diciembre de 2012 los citados préstamos se encuentran totalmente provisionados y netos del importe ejecutado en prenda.

Este epígrafe incluye la financiación otorgada por Gas Natural Fenosa a ContouGlobal La Rioja, S.L. por importe de 76 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y que a 31 de diciembre de 2011 su saldo ascendía a 77 millones (importes 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, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021.

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 223 y 310 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente. En los ejercicios 2012 y 2011 dichas cifras incluyen provisiones por deterioro por importe de 21 millones de euros.

En los préstamos y partidas a cobrar corrientes figuran 320 y 370 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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 2012 se han realizado diecinueve emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (ver Nota 32). 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 6,78% y 7,53% en 2012 y 2011.

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

Millones de euros	2012	2011
<b>Vencimiento en</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
2013	-	124
2014	19	80
2015	5	76
2016	6	103
2017	20	121
<b>Años posteriores</b>	<b>528</b>	<b>1.708</b>
	<b>578</b>	<b>2.212</b>

NOTA: Las cifras de 2011 incluyen los préstamos de Petersen sobre los cuales, en noviembre de 2012, se han ejecutado dos prendas sobre acciones de YPF S.A. que fueron otorgadas en garantía de los contratos suscritos (ver Nota 5).

13.5

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Millones de euros	2012	2011
<b>Inversiones Financieras no corrientes</b>	<b>10</b>	<b>45</b>
<b>Inversiones Financieras temporales</b>	<b>-</b>	<b>8</b>
<b>Equivalentes de efectivo</b>	<b>1.857</b>	<b>1.327</b>
<b>Caja y Bancos</b>	<b>4.036</b>	<b>1.303</b>
	<b>5.903</b>	<b>2.683</b>

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 1,52% y 1,90% en 2012 y 2011, respectivamente.

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

Millones de euros	2012	2011
<b>Vencimiento en</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
2013	-	12
2014	-	5
2015	-	3
2016	-	3
2017	-	5
<b>Años posteriores</b>	<b>10</b>	<b>17</b>
	<b>10</b>	<b>45</b>

14

Existencias

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Millones de euros	2012	2011
Crudo y Gas natural	2.139	2.459
Productos terminados y semiterminados	2.932	4.197
Materiales y otras existencias	430	622
<b>TOTAL</b>	<b>5.501</b>	<b>7.278</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja las "Existencias" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen "Existencias" pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 1.274 millones de euros.

En los ejercicios 2012 y 2011 se ha registrado un ingreso neto de 10 millones de euros y un gasto neto 33 millones de euros respectivamente 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 2012 se registró un ingreso neto de 5 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 2012 y 2011 el importe de existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 365 y 229 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 41 millones de euros en 2012 y un gasto de 51 millones de euros en 2011.

El Grupo Repsol cumple tanto a 31 de diciembre 2012, como a 31 de diciembre de 2011 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.

## 15

### Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Millones de euros	2012	2011
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.479	6.959
Provisión por insolvencias	(398)	(404)
<b>Cientes por ventas y prestación de servicios</b>	<b>6.081</b>	<b>6.555</b>
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores <sup>(1)</sup>	879	1.248
Deudores por operaciones con el personal	39	101
Administraciones públicas	321	730
Derivados por operaciones comerciales <sup>(2)</sup>	45	68
<b>Otros deudores</b>	<b>1.284</b>	<b>2.147</b>
<b>Activos por impuesto corriente</b>	<b>416</b>	<b>520</b>
<b>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</b>	<b>7.781</b>	<b>9.222</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 1.322 millones de euros.

<sup>(1)</sup> En 2011 el Grupo registró 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. En 2012 dicha provisión ha sido dada de baja del balance de situación del Grupo, como consecuencia del proceso de expropiación de YPF (ver Nota 5).

<sup>(2)</sup> Este importe se incluye en los conceptos descritos en la Nota 13.

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	404	289
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	92	63
Variaciones de perímetro de consolidación	(2)	(1)
Diferencias de conversión	2	4
Reclasificaciones y otros movimientos	(2)	42
Movimientos Subg. YPF y Repsol YPF Gas <sup>(1)</sup>	(2)	7
Expropiación de YPF y Repsol YPF Gas <sup>(2)</sup>	(94)	-
<b>SALDO AL CIERRE DEL EJERCICIO</b>	<b>398</b>	<b>404</b>

<sup>(1)</sup> En 2012 incluye los movimientos de la provisión por insolvencias correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos de la provisión por insolvencias correspondientes a YPF e YPF Gas del ejercicio 2011.

<sup>(2)</sup> Recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte del Grupo, y como consecuencia de los hechos señalados en la Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas.

## 16

### Patrimonio neto

#### 16.1

#### Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el registro mercantil a 31 de diciembre de 2012 y 2011 estaba representado por 1.256.178.727 y 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, 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.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, cuyo detalle se explica posteriormente en este apartado, el capital social de Repsol, S.A. está actualmente representado por 1.282.448.428 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2012.

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, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

En 2012, Repsol puso en marcha, por primera vez, el Programa Repsol Dividendo Flexible, aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2011 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2012. El sistema se instrumenta a través de dos ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Al amparo de dicho programa, Repsol ofrece a sus accionistas la posibilidad de percibir su retribución, total o parcialmente, en acciones liberadas de nueva emisión de la Sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Sociedad.

El 19 de junio de 2012, el Consejo de Administración de la Sociedad aprobó la ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital. Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 21 de junio y el 5 de julio de 2012. Los titulares del 63,64% de los derechos de asignación gratuita (un total de 776.935.821 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 22 derechos.

Durante el plazo establecido al efecto, los titulares del 36,36% de los derechos (443.927.625 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 10 de julio de 2012. En consecuencia, Repsol adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 242 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra.

El número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que fueron emitidas en este primer aumento de capital fue de 35.315.264, lo que ha supuesto un incremento de, aproximadamente, un 2,89% sobre la cifra del capital previo al aumento de capital.

La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de julio de 2012 y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 13 de julio de 2012, y posteriormente fueron también admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Por otro lado, el 19 de diciembre de 2012, el Consejo de Administración de Repsol aprobó la ejecución de la segunda de las ampliaciones de capital aprobadas por la Junta General. El periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita en las Bolsas de Valores españolas comenzó el 25 de diciembre de 2012 y finalizó el 10 de enero de 2013.

Los titulares del 69,01% de los derechos de asignación gratuita (un total de 866.900.145 derechos) optaron por percibir su retribución en nuevas acciones de la Sociedad en la proporción de 1 acción nueva por cada 33 derechos. Los titulares del 30,99% de los derechos de asignación gratuita restante (389.278.581 derechos) optaron por aceptar el compromiso irrevocable de compra asumido por Repsol a un precio de 0,473 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 15 de enero de 2013, lo que dio lugar a un desembolso bruto de 184 millones de euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos adquiridos en virtud del compromiso de compra.

El número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que fueron emitidas en este segundo aumento de capital fue de 26.269.701, lo que ha supuesto un incremento de, aproximadamente, un 2,09% sobre la cifra del capital previo a este segundo aumento.

La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 15 de enero de 2013 y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 18 de enero de 2013. Se ha solicitado también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Tras las citadas ampliaciones de capital, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.282.448.428 euros, totalmente suscrito y desembolsado, integrado por 1.282.448.428 acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

Al estar las acciones de Repsol, S.A. representadas por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación actualizada de los accionistas en el capital social. Por ello, los datos ofrecidos recogen la última información de la que dispone Repsol, S.A., proveniente de la 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 Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol son:

<b>Accionistas significativos</b>	<b>% total sobre el capital social Última información disponible</b>
CaixaBank, S.A.	12,20
Sacyr Vallehermoso, S.A. <sup>(1)</sup>	9,53
Petróleos Mexicanos <sup>(2)</sup>	9,37

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

<sup>(2)</sup> 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.

A 31 de diciembre de 2012 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

<b>Compañía</b>	<b>Número de acciones cotizadas</b>	<b>% capital social que cotiza</b>	<b>Bolsas</b>	<b>Valor de cierre</b>	<b>Media último trimestre</b>	<b>Moneda</b>
Repsol, S.A.	1.256.178.727	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	15,34	15,67	euros
			Buenos Aires	135,00	129,42	pesos
			OTCQX <sup>(1)</sup>	20,90	20,26	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	13,58	12,23	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	901.599.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,63	0,64	Soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas			
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	22,50	22,96	euros

<sup>(1)</sup> Los American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

## 16.2

### Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2012 y 2011 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.

## 16.3

### 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” según el 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.

16.4

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, 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 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 autorización acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

El 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió 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, 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.

En enero de 2012 Repsol realizó una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social de la sociedad a dicha fecha a un precio de 22,35 euros por acción, por un importe total de 1.364 millones de euros. Repsol acordó con las entidades financieras colocadoras que el 5% del capital restante de la sociedad a dicha fecha que el Grupo mantenía en autocartera tendría restringida su venta y disposición (“lock up”) durante un periodo de 90 días, que a la fecha de los presentes estados financieros consolidados ya ha concluido.

En el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, el Grupo ha adquirido en 2012 un total de 585.441 acciones, representativas de un 0,046% del actual capital social (que asciende a 1.282.448.428 acciones después de las ampliaciones de capital descritas en el apartado 16.1 “Capital Social”), cuyo coste ha ascendido a 9,1 millones de euros, que ha entregado a empleados del Grupo Repsol que se han adherido a dicho plan. En 2011, también en el marco del citado plan, la Compañía adquirió un total de 298.117 acciones, representativas de un 0,024% de su capital social, cuyo coste ascendió a 6,6 millones de euros, que entregó a empleados del Grupo Repsol adheridos a dicho plan.

Con ocasión de la primera de las ampliaciones de capital descritas en el apartado 16.1 “Capital Social”, el Grupo recibió en el mes de julio un total de 2.936.789 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representaban un 0,23% del capital social de Repsol tras la referida ampliación de capital (1.256.178.727 acciones).

Adicionalmente, durante el año 2012, el Grupo ha comprado 3.619.332 acciones propias, representativas de un 0,28% del capital social después de las ampliaciones de capital descritas en el apartado 16.1 “Capital Social”, con un valor nominal de 1 euro por acción, por un importe de 52 millones de euros. Durante el ejercicio, también fueron enajenadas 4.736.702 acciones, representativas de un 0,37% del capital social, por un importe efectivo bruto de 76 millones de euros. 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 fueron enajenadas en el ejercicio por un importe efectivo bruto de 140 millones de euros.

En enero de 2013, a consecuencia de la segunda de las ampliaciones de capital descritas en el apartado 16.1 “Capital Social”, el Grupo recibió un total de 1.904.926 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representaban un 0,15% del capital social de Repsol tras la referida ampliación de capital.

A 31 de diciembre de 2012 y 2011, las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 5,05% y el 10,00% de su capital social, respectivamente.

16.5

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.

**Otros instrumentos financieros**

Recoge los cambios de valoración, netos de su efecto fiscal, que se reconocen directamente en el patrimonio por las acciones sujetas a expropiación (ver apartado 5.3 de la Nota 5).

**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 3.4.24 de la Nota 3 y Nota 22).

**Diferencias de conversión**

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la Nota 3.4.1, 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 22) según el procedimiento descrito en el apartado 3.4.24 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 2012 y 2011, son los siguientes:

	Efecto en Patrimonio Neto		Trasferencia a Pérdidas y Ganancias		TOTAL	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Millones de euros						
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(11)	4	(8)	–	(19)	4
Otros instrumentos financieros	(4)	–	–	–	(4)	–
Por coberturas de flujos de efectivo	6	24	(6)	(20)	–	4
Diferencias de conversión	(1)	(9)	–	–	(1)	(9)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	9	5	–	–	9	5
	(1)	24	(14)	(20)	(15)	4

16.6

Retribución al accionista

En el siguiente cuadro se detallan los dividendos y otras retribuciones pagadas por Repsol, S.A. a sus accionistas en los ejercicios 2012 y 2011:



	31 / 12 / 2012			31 / 12 / 2011		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	57,75%	0,5775	635	105,0%	1,050	1.282
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
<b>Dividendos totales pagados</b>	<b>57,75%</b>	<b>0,5775</b>	<b>635</b>	<b>105,0%</b>	<b>1,050</b>	<b>1.282</b>
a) Dividendos con cargo a resultados	57,75%	0,5775	635	105,0%	1,050	1.282
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2011 corresponde al dividendo a cuenta del ejercicio 2010, cuyo importe ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción) pagado el 13 de enero de 2011, y al dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2010, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 15 de abril de 2011, cuyo importe ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción) pagado el 7 de julio de 2011.

Respecto de la retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2012, incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011, cuyo importe ascendió 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.

Adicionalmente, durante 2012 los accionistas fueron también retribuidos mediante la implementación del programa denominado programa "Repsol Dividendo Flexible" que sustituyó al tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2011. Este programa, permite a los accionistas de la Sociedad elegir entre recibir su retribución en efectivo o en acciones liberadas de la Sociedad. Dicho programa se instrumenta a través de ampliaciones de capital liberadas con el compromiso irrevocable de Repsol, S.A. de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado, tal y como se describe en el apartado 16.1 Capital Social de esta Nota.

Durante los meses de junio y julio de 2012, en las fechas en las que tradicionalmente se abonaba el dividendo complementario en efectivo correspondiente al ejercicio anterior, la Sociedad llevó a cabo una ampliación de capital liberada en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible".

Al amparo de dicho programa, los titulares de 443.927.625 derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol, S.A. a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol, S.A. adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 242 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Además de los citados 242 millones de euros, se destinaron a retribuir a los accionistas otros 423 millones de euros en acciones, correspondientes a las 35.315.264 acciones nuevas emitidas en la ejecución de la ampliación de capital, que supuso un incremento de, aproximadamente, un 2,89% sobre la cifra del capital.

Durante los meses de diciembre de 2012 y enero de 2013 se llevó a cabo una nueva ampliación de capital liberada aprobada por la Junta General Ordinaria celebrada el 31 de mayo de 2012, bajo el punto undécimo del Orden del Día, a través de la cual se instrumentó de nuevo, en sustitución del que hubiera sido el tradicional dividendo a cuenta del ejercicio 2012, el programa de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible", tal y como se describe en el apartado 16.1 Capital social de esta nota.

Al amparo de dicho programa, los titulares de 389.278.581 derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol, S.A. a un precio fijo garantizado de 0,473 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol, S.A. adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 184 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Además de los citados 184 millones de euros, se destinaron a retribuir a los accionistas otros 410 millones de euros en acciones, correspondientes a las 26.269.701 acciones nuevas emitidas en la ejecución de la ampliación de capital, que supuso un incremento de, aproximadamente, un 2,09% sobre la cifra del capital.

## 16.7

## Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el que se detalla a continuación:

	2012	2011
<b>Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)</b>	<b>2.060</b>	<b>2.193</b>
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas (millones de euros)	170	536
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.213	1.273
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA) ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
<b>Básico</b>		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	1,70	1,72
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,14	0,42
<b>Diluido</b>		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	1,70	1,72
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,14	0,42

En julio de 2012 y en enero de 2013 se cerraron dos ampliaciones de capital liberadas, realizadas en el marco del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible" descrito en apartado 16.1 Capital social de esta Nota, que fueron registrados con efectos contables a 30 de junio y 31 de diciembre de 2012, respectivamente, por lo que a 31 de diciembre de 2012 el capital social estaba constituido por 1.282.448.428 acciones.

El capital social emitido en circulación al 31 de diciembre de 2011 ascendía a 1.220.863.463 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación a dicha fecha ha sido modificado, con respecto al utilizado para el cálculo del beneficio por acción en los estados financieros al 31 de diciembre de 2011, para incluir el efecto de dichas ampliaciones de capital, de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 3 apartado 3.3 Comparación de la información).

## 16.8

## Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

Millones de euros	2012	2011
YPF S.A.	-	2.762
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa <sup>(1)</sup>	485	494
Refinería La Pampilla, S.A.	134	134
Petronor, S.A.	103	100
Otras compañías	48	15
<b>TOTAL</b>	<b>770</b>	<b>3.505</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "Intereses minoritarios" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

<sup>(1)</sup> Dentro de este importe se incluyen participaciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 225 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente (importes correspondientes al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

## 17

## Subvenciones

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 61 millones de euros y 118 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista o eléctrica (51 millones de euros en 2012 y 64 millones de euros en 2011). Al 31 de diciembre de 2011 se incluían subvenciones de YPF por importe de 48 millones de euros, que en 2012 han sido dadas de baja del balance consolidado de Repsol tras la pérdida de control en YPF e YPF Gas.

La cuenta de resultados de los ejercicios 2012 y 2011 incluyen 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 importe de 13 y 17 millones de euros, respectivamente. 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 21 y 2 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente. Las subvenciones de explotación registradas como ingreso durante el ejercicio 2011 correspondientes a YPF fueron de 70 millones de euros y han sido reclasificadas al epígrafe de “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas*”.

# 18

## Provisiones corrientes y no corrientes

El saldo a 31 de diciembre de 2012 y 2011, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2012 y 2011, han sido los siguientes:

Millones de euros							
Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes	Provisión para pensiones <sup>(1)</sup>	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente <sup>(8)</sup>	Emisión de CO <sub>2</sub>	Otras provisiones	TOTAL
<b>SALDO A 1 DE ENERO DE 2011</b>	<b>257</b>	<b>1.433</b>	<b>417</b>	<b>254</b>	<b>182</b>	<b>1.633</b>	<b>4.176</b>
Dotaciones con cargo a resultados <sup>(1)</sup>	14	26	30	4	94	140	308
Aplicaciones con abono a resultados <sup>(2)</sup>	(1)	(4)	(73)	(3)	–	(98)	(179)
Cancelación por pago	(24)	(2)	(42)	(10)	(2)	(93)	(173)
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	–	–	–	–	–	(1)
Diferencias de conversión	–	22	2	–	–	2	26
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(3)</sup>	9	216	–	–	(179)	(74)	(28)
Movimientos Subg. YPF y Repsol YPF Gas <sup>(4)</sup>	1	153	(32)	10	–	17	149
<b>SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2011</b>	<b>255</b>	<b>1.844</b>	<b>302</b>	<b>255</b>	<b>95</b>	<b>1.527</b>	<b>4.278</b>
Dotaciones con cargo a resultados <sup>(1)</sup>	14	30	60	13	112	233	462
Aplicaciones con abono a resultados <sup>(2)</sup>	–	(13)	–	(2)	–	(80)	(95)
Cancelación por pago	(22)	(1)	(50)	(8)	–	(201)	(282)
Variaciones del perímetro de consolidación	–	(4)	–	–	–	(17)	(21)
Diferencias de conversión	5	(12)	(4)	–	–	(4)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(3)</sup>	26	159	–	–	(95)	(4)	86
Movimientos Subg. YPF y Repsol YPF Gas <sup>(5)</sup>	(1)	(35)	1	(16)	–	(13)	(64)
Expropiación de YPF y Repsol YPF Gas <sup>(6)</sup>	(29)	(1.150)	(99)	(191)	–	(331)	(1.800)
<b>SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012</b>	<b>248</b>	<b>818</b>	<b>210</b>	<b>51</b>	<b>112</b>	<b>1.110</b>	<b>2.549</b>

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

<sup>(1)</sup> Incluye 132 y 93 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2012 y 2011, respectivamente.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> El epígrafe “*Desmantelamiento de campos*” incluye 159 y 216 millones de euros en 2012 y 2011, 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 “*Acreeedores 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, que fueron pagados en 2011. 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 25).

<sup>(4)</sup> El detalle de movimientos netos correspondiente al grupo YPF e YPF Gas durante el ejercicio 2011 es: (i) dotaciones con cargo a resultados por 228 millones de euros, (ii) Aplicaciones con abono a resultados por 9 millones de euros, (iii) Cancelaciones por pago por 189 millones de euros, (iv) Diferencias de conversión por 61 millones de euros, (v) Reclasificaciones y otros movimientos por 58 millones de euros.

<sup>(5)</sup> Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.

<sup>(6)</sup> Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5 “*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.*”.

<sup>(7)</sup> Ver Nota 19.

<sup>(8)</sup> Ver Nota 36.2.

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 la Nota 25 “*Situación Fiscal*” y en la Nota 35 “*Contingencias, compromisos y garantías*” 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 2012. 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	–	83	165	248
Provisión por Desmantelamientos de campos	2	113	703	818
Provisión por contratos	–	175	35	210
Provisiones de Medio Ambiente	–	51	–	51
Provisión por emisiones de CO <sub>2</sub>	112	–	–	112
Otras provisiones	177	350	583	1.110
<b>TOTAL</b>	<b>291</b>	<b>772</b>	<b>1.486</b>	<b>2.549</b>

# 19

## Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal

### a. Planes de pensiones de aportación definida

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

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

Fuera de España, a través de sus filiales, el Grupo dispone de 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 51 millones de euros en 2012 y 52 millones de euros en 2011 (de los cuales 4 millones de euros correspondían a YPF S.A. e YPF Gas S.A.)

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 2012 y 2011 ha ascendido a 13 y 3 millones de euros, respectivamente.

**b. Planes de pensiones de prestación definida**

Repsol, principalmente a través de Gas Natural Fenosa 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:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
España (ver b.1)	114	107
Colombia (ver b.2)	105	85
Brasil (ver b.3)	20	18
Estados Unidos	8	33
Resto	1	12
<b>TOTAL</b>	<b>248</b>	<b>255</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los saldos correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011 incluye saldos del grupo YPF a través de su filial YPF Holdings en "Estados Unidos" por 27 millones de euros y en "Resto" por importe de 3 millones de euros.

b.1. A 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, 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 2012 y 2011 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 2012 y 2011 Repsol tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

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

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:

Millones de euros	2012				2011 <sup>(1)</sup>			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
<b>Valor actual de las obligaciones</b>								
A 1 DE ENERO	340	85	56	33	362	81	52	4
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste del servicio del ejercicio	1	-	-	1	1	-	-	1
Coste de intereses	15	7	5	-	14	6	5	-
Ganancias y pérdidas actuariales	41	11	8	1	(13)	9	8	1
Beneficios pagados	(26)	(11)	(3)	-	(27)	(10)	(4)	-
Trasposos y cancelaciones	(5)	6	1	-	3	(3)	-	-
Diferencias de conversión	-	7	(6)	-	-	2	(5)	-
Movimientos subgrupo YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	27
Expropiación de YPF e YPF Gas	-	-	-	(27)	-	-	-	-
<b>A 31 DE DICIEMBRE</b>	<b>366</b>	<b>105</b>	<b>61</b>	<b>8</b>	<b>340</b>	<b>85</b>	<b>56</b>	<b>33</b>
<b>Valor razonable activos del plan</b>								
A 1 DE ENERO	233	-	37	-	253	-	35	-
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento esperado	10	-	5	-	10	-	4	-
Aportaciones	2	-	2	-	3	-	2	-
Ganancias y pérdidas actuariales	30	-	4	-	(13)	-	4	-
Prestaciones pagadas	(20)	-	(3)	-	(20)	-	(3)	-
Trasposos	(3)	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(4)	-	-	-	(4)	-
Movimientos subgrupo YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Expropiación de YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>A 31 DE DICIEMBRE</b>	<b>252</b>	<b>-</b>	<b>41</b>	<b>-</b>	<b>233</b>	<b>-</b>	<b>38</b>	<b>-</b>
<b>Provisiones para pensiones y obligaciones similares</b>	<b>114</b>	<b>105</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>107</b>	<b>85</b>	<b>18</b>	<b>33</b>

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

Millones de euros	2012				2011 <sup>(1)</sup>			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	-	1	1	-	-	-
Coste por intereses	15	7	5	-	14	6	5	-
Rendimiento previsto activos del plan	(10)	-	(5)	-	(10)	-	(4)	-
<b>Cargo en la cuenta de resultados</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>-</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 Comparación de la información.

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe negativo de 19 y 12 millones de euros para los ejercicios 2012 y 2011, 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 2012 y 2011, correspondiente a España y Brasil, ha sido 15 y 14 millones de euros, respectivamente.

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2012				2011			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento <sup>(1)</sup>	1,0% a 4,7%	4,8 a 6,5%	9,8%	4,09% a 4,68%	3,1% a 4,9%	7,80%	11,40%	5,61% a 3,4%
Rendimiento previsto sobre activos de plan <sup>(1)</sup>	1,0% a 4,7%	4,8 a 6,5%	9,8%	N/A	3,1% a 4,9%	7,80%	12,80%	N/A
Incrementos futuros en salario <sup>(1)</sup>	3,0%	2,5% a 3,3%	7,7%	N/A	3,00%	2,75%	7,60%	N/A
Incrementos futuros en pensión <sup>(1)</sup>	2,5%	2,5% a 3,3%	5,5%	N/A	2,50%	2,75%	5,50%	N/A
Tipo de inflación <sup>(1)</sup>	2,5%	2,5%	5,5%	N/A	2,50%	2,75%	5,50%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83	N/A	PERMF 2000	RV08	AT-83	

<sup>(1)</sup> 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, 2009-2012, 2010-2013, 2011-2014 y 2012-2015, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2009-2012) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2012 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer semestre de 2013.

Los tres programas vigentes (2010-2013, 2011-2014 y 2012-2015), 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, si bien los beneficiarios de los planes actualmente vigentes podrán ser beneficiarios, a su vez de los planes descritos en la Nota 19.d) apartado i).

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2012 y 2011 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 11 y 17 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2012 y 2011, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 45 y 56 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, S.A.:

I. “Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual”.

Este Plan, contempla para sus beneficiarios un abono de acciones vinculado a ciertos requisitos de inversión y permanencia en el Grupo. Está 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, 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, 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 periodo de tres años (Periodo de Consolidación).

Un total de 187 empleados y directivos se han acogido al Segundo Ciclo del Plan (2012-2015), adquiriendo el 31 de mayo de 2012 un total de 294.689 acciones, a un precio medio de 12.2640 euros por acción. De esta forma, el compromiso del Grupo de entrega de acciones con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al periodo de consolidación, hayan cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 98.161 acciones.

En este Segundo Ciclo, los actuales miembros del Comité de Dirección han adquirido un total de 131.395 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el Primer Ciclo (un total de 79.611 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 26.534 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Primer Ciclo, y de 43.795 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Segundo, sujeto, en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

El número de beneficiarios que se acogieron al Primer Ciclo del Plan (2011-2014), finalizado el 31 de mayo de 2011 fue de 350 empleados y adquirieron 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 con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al Periodo de Consolidación hayan cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 75.710 acciones.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2012 y 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 0,66 y 0,23 millones de euros, respectivamente.

II. “Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012”.

Este Plan se dirige a directivos y empleados del Grupo Repsol 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 al valor al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., 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 2012 y 2011, y de acuerdo a lo descrito en la Nota 16.4, se han adquirido 585.441 y 298.117 acciones propias por un importe de 9,1 y 6,6 millones de euros, con objeto de entregarlas a empleados del Grupo. Estas acciones representaban el 0,046% y 0,024% sobre el total de las acciones emitidas por Repsol, S.A.

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

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, acordó la aprobación del Plan de Adquisición de Acciones para el periodo 2013-2015, destinado a los directivos y el resto de empleados del Grupo Repsol en España que voluntariamente decidan acogerse al mismo. Conforme al citado Plan, los beneficiarios podrán recibir parte de su retribución correspondiente a todos o alguno de los ejercicios 2013, 2014 y 2015 en acciones de Repsol con un límite anual equivalente al importe monetario máximo en acciones que, con arreglo a la legislación fiscal de aplicación vigente en cada ejercicio

y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el Impuesto sobre la Renta de Personas Físicas. Las indicadas acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol en el sistema de interconexión bursátil (SIBE o mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario.

## 20

### Pasivos financieros

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

Millones de euros	2012	2011
Pasivos financieros no corrientes	15.300	15.345
Derivados por operaciones comerciales no corrientes <sup>(1)</sup>	–	3
Pasivos financieros corrientes	3.790	4.985
Derivados por operaciones comerciales corrientes <sup>(1)</sup>	41	42
	<b>19.131</b>	<b>20.375</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 741 y 1.468 millones de euros, respectivamente.

<sup>(1)</sup> Registrados en el epígrafe "Otros acreedores" del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Millones de euros	31 DE DICIEMBRE DE 2012				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	–	3.457	–	3.457	3.467
Obligaciones y otros valores negociables <sup>(1)</sup>	–	11.616	–	11.616	12.228
Derivados	28	–	199	227	227
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>28</b>	<b>15.073</b>	<b>199</b>	<b>15.300</b>	<b>15.922</b>
Deudas con entidades de crédito	–	2.164	–	2.164	2.164
Obligaciones y otros valores negociables	–	1.556	–	1.556	1.578
Derivados	105	–	6	111	111
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>105</b>	<b>3.720</b>	<b>6</b>	<b>3.831</b>	<b>3.853</b>
<b>TOTAL <sup>(2)</sup></b>	<b>133</b>	<b>18.793</b>	<b>205</b>	<b>19.131</b>	<b>19.775</b>

Millones de euros	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 <sup>(1)</sup>	–	10.331	–	10.331	10.476
Derivados	6	–	203	209	209
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>6</b>	<b>15.137</b>	<b>203</b>	<b>15.346</b>	<b>15.504</b>
Deudas con entidades de crédito	–	2.896	–	2.896	2.901
Obligaciones y otros valores negociables <sup>(1)</sup>	–	2.006	–	2.006	2.007
Derivados	115	–	12	127	127
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>115</b>	<b>4.902</b>	<b>12</b>	<b>5.029</b>	<b>5.035</b>
<b>TOTAL <sup>(2)</sup></b>	<b>121</b>	<b>20.039</b>	<b>215</b>	<b>20.375</b>	<b>20.539</b>

<sup>(1)</sup> Incluye participaciones preferentes por importe de 3.182 y 3.179 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

<sup>(2)</sup> A 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el balance recoge 2.745 y 2.864 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 224 y 223 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

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:

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		TOTAL	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Pasivos financieros mantenidos para negociar	15	16	118	105	–	–	133	121
Derivados de cobertura	–	–	205	215	–	–	205	215
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>323</b>	<b>320</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>338</b>	<b>336</b>

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 basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 se detalla en el apartado 21.1.2

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

	2012		2011	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	5.535	2,85%	6.456	3,67%
Acciones Preferentes	3.182	4,78%	3.229	3,70%
Obligaciones	9.550	4,69%	8.474	4,43%
	<b>18.267</b>	<b>4,15%</b>	<b>18.160</b>	<b>4,03%</b>

#### 20.1

#### Deudas con entidades de crédito

En junio y julio de 2012 el Grupo cerró tres operaciones de financiación, independientes entre sí, a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 1.000 millones de euros, que han sido registrados en el epígrafe "Deuda con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables" del balance

del Grupo. Sobre las obligaciones de pago de los citados instrumentos derivados, el Grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre un total de 104.762.387 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 10,47% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes.

20.2

Obligaciones y otros valores negociables

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 2012 y 2011:

Millones de euros	SALDO AL 31 / 12 / 2011	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Desconsolidación de YPF y R. YPF Gas	SALDO AL 31 / 12 / 2012
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.836	5.168	(4.271)	123		12.856
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	501	43	(54)	6	(180)	316
<b>TOTAL</b>	<b>12.337</b>	<b>5.211</b>	<b>(4.325)</b>	<b>129</b>	<b>(180)</b>	<b>13.172</b>

Millones de euros	SALDO AL 31 / 12 / 2010	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	SALDO AL 31 / 12 / 2011
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 fuera de la Unión Europea	988	130	(602)	(15)	501
<b>TOTAL</b>	<b>12.441</b>	<b>5.455</b>	<b>(5.514)</b>	<b>(45)</b>	<b>12.337</b>

Principales emisiones en el ejercicio 2012

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 Note 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. Al amparo de este programa, el 19 de enero de 2012, el Grupo a través de Repsol International Finance, B.V. realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,875% y con vencimiento de 7 años y 1 mes. Esta emisión fue ampliada el 14 de febrero de 2012 con otra por importe de 250 millones de euros, con la misma tasa de interés y vencimiento. Ambas emisiones, garantizadas por Repsol, S.A., se integran en una misma serie con nominal consolidado de 1.000 millones de euros admitida a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Adicionalmente, el 20 de septiembre 2012 se realizó una emisión de bonos en el euromercado al amparo de este programa por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,375% y con vencimiento de 5 años y 5 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Dicho programa fue renovado con fecha 25 de octubre de 2012.

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 S.A. El 25 de octubre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. Durante 2012, RIF ha realizado emisiones de ECP por importe de 2.192 millones de euros nominales y 57,3 millones de dólares nominales al amparo de este Programa. El saldo vivo de

las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2012 era de 189 millones de euros nominales.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa de *European Medium Term Notes* (EMTN) a medio plazo cuyo límite al 31 de diciembre de 2012 es de 3.600 millones de euros, al amparo del cual, en febrero de 2012, realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 225 millones de euros y vencimiento 2018, en septiembre de 2012, una segunda emisión por importe de 240 millones de euros y vencimiento 2020, y en octubre de 2012 otra por importe de 150 millones de euros y vencimiento 2017. A 31 de diciembre de 2012 el importe total dispuesto al amparo de este programa asciende a 2.881 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 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 Gas Natural Fenosa Finance B.V. (antes Unión Fenosa Finance B.V.). Durante el ejercicio 2012 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa por un importe total de 588 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 el saldo dispuesto por el programa ECP era de 47 millones de euros, siendo el disponible 253 millones de euros. Gas Natural Fenosa no ha procedido a la renovación del programa de Pagarés de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 existían emisiones vivas bajo el citado programa que ascendían a 4 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.

Durante 2012 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural, S.A. ESP, ubicada en Colombia, firmó un Programa de Bonos Ordinarios por 150.050 millones de pesos colombianos (65 millones de euros) en el mercado de capitales local. En el mes de Octubre se cerraron dos emisiones por importe de 30.010 millones de pesos colombianos (13 millones de euros) y 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros) con vencimiento a cinco y siete años. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2012 bajo este programa es de 60.020 millones de pesos colombianos (26 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.

Principales emisiones en el ejercicio 2011

El Grupo a través de Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de EMTNs registrado el 27 de octubre de 2011 realizó el 12 de diciembre de 2011 una emisión de bonos en el euromercado 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., al amparo del programa de ECP formalizado el 26 de marzo de 2010 realizó durante 2011 emisiones por importe de 3.456 y 54 millones de euros, respectivamente. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2011 era de 707 millones de euros.

Gas Natural Fenosa al amparo del programa de EMTN a medio plazo, con fecha 9 de febrero y 24 de mayo de 2011, realizó dos emisiones de bonos en el euromercado por importe de 180 y 150 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2011 el importe total dispuesto al amparo de este programa ascendió a 2.415 millones de euros.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa al amparo del programa de ECP formalizado el 23 de marzo de 2010, realizó durante 2011 emisiones por un importe total de 626 millones de euros. A 31 de diciembre de 2011 el saldo dispuesto por el programa era de 80 millones de euros, y el disponible 220 millones de euros. Gas Natural Fenosa disponía 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 21 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, dichos bonos han sido dados de baja del balance consolidado del Grupo Repsol en 2012 como consecuencia del procedimiento de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A. (ver Nota 5).

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 (70 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 día 8 de febrero de 2011 se amortizaron las Participaciones Preferentes Serie A emitidas por Repsol International Capital Ltd. y garantizadas por Repsol, S.A. por importe 725 millones de dólares.

**Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas**

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2012 y 2011 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 / 2011	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	SALDO AL 31 / 12 / 2012
Millones de euros					
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	31	-	(1)	(1)	29

	SALDO AL 31 / 12 / 2010	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	SALDO AL 31 / 12 / 2011
Millones de euros					
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	30	-	-	1	31

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, S.A., por un importe nominal de 6.486 millones de euros, contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos de manera anticipada a su vencimiento (vencimiento cruzado o "cross-default") y a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol 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 2009, 2011 y 2012 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente, en los ejercicios 2012 y 2011, el Grupo Gas Natural Fenosa mantiene deudas financieras con entidades de crédito por importe de 384 y 447 millones de euros, respectivamente, 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 2012 y de 2011, asciende a 212 y 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.

**Participaciones Preferentes**

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos emisiones de participaciones 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 es pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos es preferente y no acumulativo, y 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 2012 y 2011 ascendió a 3.000 millones de euros, que se encuentran registrados en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones u 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 2012 y 2011 asciende a 182 y 179 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones u 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.

El Grupo Repsol a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de participaciones preferentes por importe de 725 millones de dólares. 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 amortizaron 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 ascendieron a 0,20 dólares por participación preferente.

21

Gestión de riesgos financieros y del capital

21.1

Gestión de riesgos financieros

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

**21.1.1 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 obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 22).

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 principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

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

Millones de euros	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	2012	2011
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	3	(2)
	-5%	(4)	2
Efecto en el patrimonio neto	5%	(287)	98
	-5%	318	(109)

Adicionalmente, una apreciación del euro frente al real brasileño del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre de 2012, hubiera supuesto en 2012 una disminución aproximada en el resultado neto después de impuestos de 6 millones de euros, mientras que en 2011 hubiera supuesto una disminución de 5 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño del 5% habría supuesto en 2012 un descenso en patrimonio de 0,1 millones de euros, mientras que en 2011 habría supuesto un descenso de 0,7 millones de euros.

En 2012, una apreciación del euro frente al peso argentino del 5% por los instrumentos poseídos a 31 de diciembre, no hubiera supuesto efecto alguno en el resultado neto de impuestos, mientras que habría supuesto un descenso del patrimonio de 2 millones de euros. En 2011 una apreciación del euro frente al peso argentino del 5% por los instrumentos poseídos a 31 de diciembre, hubiera supuesto en dicho ejercicio un aumento aproximado en el resultado neto de impuestos de 50 millones de euros. Por otra parte, también en 2011, hubiera supuesto un aumento del patrimonio de 0,1 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al rublo ruso del 5% habría supuesto en 2012 un descenso en patrimonio de 1 millón de euros, mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos.

**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 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 22).

A 31 de diciembre de 2012 y 2011 la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes a tipo fijo ascendía a 11.943 y 9.468 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 97% y 64%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo participaciones preferentes, e incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés.

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:

Millones de euros	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2012	2011
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(7)	(27)
	-50	7	26
Efecto en el patrimonio neto	+50	48	48
	-50	(48)	(51)

**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 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 22).

A 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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:

Millones de euros	Aumento(+)/disminución (-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	2012	2011
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(23)	(55)
	-10%	23	59

**21.1.2 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 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 76% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.899 y 5.482 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Millones de euros	31 DE DICIEMBRE DE 2012						TOTAL
	VENCIMIENTOS						
	2013	2014	2015	2016	2017	Siguientes	
Proveedores	4.376	-	-	-	-	-	4.376
Otros acreedores	4.507	-	-	-	-	-	4.507
Préstamos y otras deudas financieras <sup>(1)</sup>	3.944	3.531	1.840	1.798	1.792	4.811	17.716
Acciones preferentes <sup>(1) (2)</sup>	140	140	316	122	112	3.000	3.830
Derivados <sup>(3)</sup>	105	64	32	20	10	52	283



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 <sup>(1)</sup>	5.305	3.014	3.534	1.753	1.721	3.917	19.244
Participaciones preferentes <sup>(1)</sup>	164	343	156	156	152	3.000	3.970
Derivados <sup>(3)</sup>	104	28	56	15	10	65	278

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

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Las participaciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. En la tabla de 2012 al igual que en 2011 se ha supuesto que las participaciones preferentes en euros emitidas por Repsol International Capital se cancelarán con posterioridad a 2017. En el periodo “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como provisiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

<sup>(3)</sup> Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 22.

### 21.1.3 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, entre otros, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro (ver Nota 15) por importe de 7.202 y 8.147 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2012 y 2011.

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 15 *Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*, se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2012 y 2011. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito, en este ejercicio, también es atribuible, a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por deterioro están desglosados, en la Nota 13 *Activos financieros corrientes y no corrientes*.

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 2012 y 2011:

#### Exposición máxima <sup>(1)</sup>

Millones de euros	Nota	2012	2011
Deudas comerciales	15	7.602	8.683
Derivados	13	58	234
Efectivo y Equivalente al efectivo	13	5.903	2.677
Otros activos financieros no corrientes <sup>(2)</sup>	13	2.147	2.343
Otros activos financieros corrientes <sup>(3)</sup>	13	82	138

<sup>(1)</sup> En relación a la exposición asociada a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan en el epígrafe de “Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación” registrados por su valor razonable, ver lo descrito en la Nota 5, así como en la Nota 35.

<sup>(2)</sup> A 31 de diciembre de 2011 el epígrafe “Préstamos y partidas a cobrar no corrientes” incluía 1.542 millones de euros correspondientes a los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. En el año 2012 dichos préstamos han sido totalmente provisionados, tal y como se describe en la Nota 5, y en la Nota 13.

<sup>(3)</sup> No incluye 320 y de 370 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011 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, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen asignada una 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 6,5%, 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 operativa de algunos de sus negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y de 3.732 millones de euros a 31 de diciembre de 2011. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendían a 925 y 973 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2012, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 26 millones de euros. En 2011 esta cifra se situó en 14 millones de euros.

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

Vencimientos	2012	2011
Millones de euros		
Deuda no vencida	5.890	6.835
Deuda vencida 0–30 días	304	570
Deuda vencida 31–180 días	341	410
Deuda vencida mayor a 180 días <sup>(1)</sup>	667	332
<b>TOTAL</b>	<b>7.202</b>	<b>8.147</b>

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

## 21.2

### Gestión del capital

Repsol, 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 participaciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes más el patrimonio neto:

$$\text{Ratio Apalancamiento}_1 = \frac{\text{Deuda Financiera Neta}}{\text{Capital Empleado Neto}}$$

$$\text{Ratio Apalancamiento}_2 = \frac{\text{Deuda Financiera Neta incluyendo participaciones preferentes}}{\text{Capital Empleado Neto}}$$

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

- El importante peso de las participaciones 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 20).
- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol 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 76% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las participaciones 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 2012 y 2011, se desglosa a continuación:

Millones de euros	2012	2011
<b>Pasivos financieros no corrientes</b>	15.300	15.345
Participaciones preferentes	3.182	3.179
Resto de pasivos financieros no corrientes	12.118	12.166
<b>Pasivos financieros corrientes</b>	3.790	4.985
Resto de pasivos financieros no corrientes	3.790	4.985
<b>Activos financieros no corrientes</b>	(1.313)	(2.450)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 13)	641	128
Otros activos financieros corrientes <sup>(1)</sup>	(95)	(304)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(5.903)	(2.677)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 22)	(300)	(185)
<b>Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes <sup>(2)</sup></b>	12.120	14.842
<b>Patrimonio neto</b>	27.472	27.043
Capital empleado neto <sup>(3)</sup>	39.592	41.885
<b>Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes / Capital empleado neto</b>	<b>30,6%</b>	<b>35,4%</b>
Menos participaciones preferentes	(3.182)	(3.179)
<b>Deuda financiera neta</b>	<b>8.938</b>	<b>11.663</b>
<b>Deuda financiera neta / Capital empleado neto</b>	<b>22,6%</b>	<b>27,8%</b>

<sup>(1)</sup> No incluye 320 y 370 millones de euros en 2012 y 2011 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.

<sup>(2)</sup> No incluye 2.969 y 3.087 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 23.1).

<sup>(3)</sup> El capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

La evolución y el análisis de estos ratios se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2012, estos ratios se han situado en 22,6% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado neto y 30,6% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes sobre el capital empleado neto. A 31 de diciembre de 2011 los citados ratios ascendieron a un 27,8% y 35,4%, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2012, estos ratios excluyendo las operaciones interrumpidas del capital empleado neto, se han situado en 26,5% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado neto y 35,9% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes sobre el capital empleado neto.

## 22

# Operaciones con derivados

Durante el ejercicio 2012 el Grupo Repsol ha llevado a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de valor razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.

Adicionalmente, el Grupo Repsol realizó en 2012 y 2011 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 2012 y 2011 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Millones de euros		31 DE DICIEMBRE DE 2012			
CLASIFICACIÓN	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
<b>Derivados de cobertura:</b>	-	7	(199)	(6)	(198)
<b>De Valor razonable:</b>	-	4	-	-	4
de tipo de interés	-	-	-	-	-
de tipo de cambio	-	4	-	-	4
<b>De Flujos de efectivo:</b>	-	3	(199)	(6)	(202)
de tipo de interés	-	-	(199)	(2)	(201)
de tipo de cambio	-	-	-	(3)	(3)
de precio de producto	-	3	-	(1)	2
<b>Otros derivados</b>	-	51	(28)	(105)	(82)
<b>TOTAL <sup>(1)</sup></b>	-	<b>58</b>	<b>(227)</b>	<b>(111)</b>	<b>(280)</b>

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

<sup>(1)</sup> Incluye en 2012 y 2011 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 200 y 185 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:

	2012			2011		
	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	3	(2)	-	(7)	26	-
Cobertura de flujos de efectivo	9	(49)	(25)	(9)	(67)	(47)
Cobertura de inversión neta	-	-	-	-	-	(12)
Otras operaciones	(43)	27	-	(128)	46	-
<b>TOTAL <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup></b>	<b>(31)</b>	<b>(24)</b>	<b>(25)</b>	<b>(144)</b>	<b>5</b>	<b>(59)</b>

<sup>(1)</sup> Los instrumentos derivados contratados para gestionar la exposición al riesgo de aquellos activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, y que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 5), han generado en el ejercicio 2012 un resultado negativo por importe de 32 millones de euros, que fueron registrados como "Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos".

<sup>(2)</sup> 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 2012, las diferencias de conversión acumuladas que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta por la participación del grupo en YPF hasta al momento de la pérdida de control, fueron traspasadas a los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados, de acuerdo a lo descrito en la Nota 5.3. En 2011 se traspasaron diferencias de conversión negativas por importe de 57 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 el ejercicio 2011.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2012 y 2011, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales.

22.1

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 periodo.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2012 y 2011 se detallan a continuación:

	31 DE DICIEMBRE DE 2012							Valor Razonable
	VENCIMIENTOS							
	2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	TOTAL	
Millones de euros								
Tipo de cambio:								
USD	171	-	-	-	-	-	171	4
BRL	5	-	-	-	-	-	5	-
DHN	2	-	-	-	-	-	2	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								4

	31 DE DICIEMBRE DE 2011							Valor Razonable
	VENCIMIENTOS							
	2012	2013	2014	2015	2016	Sig.	TOTAL	
Millones de euros								
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	1.163	3	-	-	-	-	1.166	53
BRL	3	-	-	-	-	-	3	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								53

Los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 4 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, corresponden fundamentalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

A 31 de diciembre de 2011, se incluían coberturas vinculadas a la adquisición de los buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero cuyo nominal ascendía a 1.426 millones de dólares (1.057 millones de euros) con un valor de mercado positivo de 45 millones de euros. Estas coberturas fueron discontinuadas en el ejercicio 2012.

22.2

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 periodo.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

	31 DE DICIEMBRE DE 2012							Valor Razonable
	VENCIMIENTOS							
	2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	TOTAL	
Millones de euros								
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	17	196	77	1.061	41	7	1.399	(77)
Permutas financieras (USD)	8	9	8	9	23	333	390	(123)
Permutas financieras (MXN)	5	21	23	-	-	-	49	-
Collars (EUR)	1	1	1	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD	147	1	1	-	-	-	149	(3)
Precio de commodities <sup>(1)</sup> :								
EUR	100	-	-	-	-	-	100	1
USD	11	-	-	-	-	-	11	1
								(201)

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

31 DE DICIEMBRE DE 2011								
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016			
Millones de euros								
<b>Tipo de interés:</b>								
Permutas financieras (EUR)	1.004	17	196	1	1.001	8	2.227	(50)
Permutas financieras (USD)	61	8	8	8	10	374	469	(131)
Permutas financieras (MXN)	4	4	20	-	-	-	28	-
Collars (EUR)	4	1	1	1	-	-	7	-
<b>Tipo de cambio:</b>								
USD	113	-	-	-	-	-	113	4
BRL	13	-	-	-	-	-	13	-
<b>Precio de commodities <sup>(1)</sup>:</b>								
EUR	74	1	-	-	-	-	75	(1)
USD	11	-	-	-	-	-	11	-
								(178)

<sup>(1)</sup> 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 participaciones preferentes emitidas en 2001 a través de su filial Repsol International Capital, Ltd. (ver Nota 20). 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 2012 y 2011 su valor razonable era un valor negativo que ascendía a 66 millones de euros y 37 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2012 y 2011 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 2012 su notional ascendía a 315 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 109 millones de euros. A 31 de diciembre de 2011 su notional ascendía a 328 millones de euros y un valor razonable de 115 millones de euros.

El Grupo tenía contratada en 2011 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 20). Según este instrumento, el Grupo pagaba un tipo de interés fijo de 4,23% y recibe EURIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011, su valor razonable era un valor negativo de 5 millones de euros. Este instrumento venció durante 2012.

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 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 participaciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. La pérdida acumulada registrada en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor" a 31 de diciembre de 2012 y 2011 por el citado instrumento asciende a 30 y 33 millones de euros, respectivamente. El importe de los "Ajustes por cambio de valor" traspasado a resultados en los ejercicios 2012 y 2011 por este concepto ha ascendido a un gasto de 3 millones de euros, en cada uno de los ejercicios.

### 22.3

#### 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.

En ocasiones, Repsol 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.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2011 se detallan a continuación:

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

En 2012, y como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación de YPF (ver Nota 5), los instrumentos de cobertura relativos a la participación del Grupo en dicha sociedad fueron discontinuados, ver apartado 22.4.a).

Adicionalmente, durante el 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.

### 22.4

#### Otras operaciones con derivados

Repsol 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 cambio y tipo de interés

31 DE DICIEMBRE DE 2012								
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2013	2014	2015	2016	2017			
Millones de euros								
<b>De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)</b>								
	-	158	-	-	-	-	158	(28)
<b>De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)</b>								
	-	-	-	-	-	67	67	(1)

31 DE DICIEMBRE DE 2011								
	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016			
Millones de euros								
<b>De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)</b>								
	-	-	-	-	-	67	67	(4)

##### b. De tipo de cambio

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

31 DE DICIEMBRE DE 2012

	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2013	2014	2015	2016	2017	Sig.		
Millones de euros								
USD/Euro	2.898	-	-	-	-	-	2.898	(49)
Euro/USD	1.018	-	-	-	-	-	1.018	(2)
Euro/RUB	223	-	-	-	-	-	223	(5)
CAD/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
CLP/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
Euro/GBP	8	-	-	-	-	-	8	-
NOK/USD	5	-	-	-	-	-	5	-
PEN/USD	4	-	-	-	-	-	4	-
USD/RUB	4	-	-	-	-	-	4	-
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-

31 DE DICIEMBRE DE 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	-

c. 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 2012 y 2011 eran las siguientes:

31 DE DICIEMBRE DE 2012

	VENCIMIENTOS						TOTAL	Valor Razonable
	2013	2014	2015	2016	2017	Sig.		
Millones de euros								
<b>Contratos de compra</b>								
BRENT (Miles de barriles)	9.443	-	-	-	-	-	9.443	16
WTI (Miles de barriles)	1.741	10	-	-	-	-	1.751	2
NYMEX HHO (Miles de galones)	54.012	5.615	-	-	-	-	59.627	4
IPE GO (Miles de toneladas)	445	1	-	-	-	-	446	(3)
RBOB (Miles de galones)	145.110	-	-	-	-	-	145.110	9
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	2	-	-	-	-	-	2	-
SOJA (Miles de libras)	76.860	-	-	-	-	-	76.860	-
<b>Contratos de venta</b>								
BRENT (Miles de barriles)	9.381	-	-	-	-	-	9.381	(20)
WTI (Miles de barriles)	2.553	10	-	-	-	-	2.563	(5)
NYMEX HHO (Miles de galones)	71.064	-	-	-	-	-	71.064	(2)
IPE GO (Miles de toneladas)	586	1	-	-	-	-	587	-
RBOB (Miles de galones)	156.660	-	-	-	-	-	156.660	(10)
SOJA (Miles de libras)	49.140	-	-	-	-	-	49.140	-
<b>Opciones</b>								
Call (Miles de barriles)	3.290	-	-	-	-	-	3.290	(9)
<b>Swaps</b>								
Crudo (Toneladas)	495	-	-	-	-	-	495	2
Fletes (Toneladas)	524	-	-	-	-	-	524	-
JET (Toneladas)	163	-	-	-	-	-	163	-
Gas Oil (Toneladas)	723	-	-	-	-	-	723	(2)
Fuel Oil (Toneladas)	3.421	20	-	-	-	-	3.441	-
Propano (Toneladas)	426	-	-	-	-	-	426	-
Gasolina (Toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
Nafta (Toneladas)	90	-	-	-	-	-	90	-
Ethanol (Toneladas)	1	-	-	-	-	-	1	-
AGC NG Index	1.085	1.100	-	-	-	-	2.185	(3)
AGC NG Basis	-	4.545	-	-	-	-	4.545	(1)
NBP DA Index	-	33.100	-	-	-	-	33.100	1

## 31 DE DICIEMBRE DE 2011

	VENCIMIENTOS					Sig.	TOTAL	Valor Razonable
	2012	2013	2014	2015	2016			
Millones de euros								
<b>Contratos de compra</b>								
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 GO (Miles de toneladas)	442	-	-	-	-	-	442	(4)
RBOB (Miles de galones)	3.066	-	-	-	-	-	3.066	-
SOJA (Miles de libras)	37.620	-	-	-	-	-	37.620	1
ETHANOL (Miles de galones)	522	-	-	-	-	-	522	-
<b>Contratos de venta</b>								
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 GO (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	-
<b>Opciones</b>								
Call (Miles de barriles)	7.927	-	-	-	-	-	7.927	(6)
Put (Miles de barriles)	1.089	-	-	-	-	-	1.089	-
<b>Swaps</b>								
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)
GO (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	-

El epígrafe de balance "Otros deudores" incluye en 2012 y 2011, 20 y 8 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 3.4.24 de la Nota 3.

#### d. Operaciones sobre los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>:

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 CO<sub>2</sub> realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendía a un activo de 2 millones de euros, y a un pasivo de 5 millones de euros, respectivamente.

## 23

## Otros pasivos no corrientes

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

Millones de euros	2012	2011
Deudas por arrendamientos financieros	2.745	2.864
Fianzas y depósitos	199	230
Ingresos diferidos	235	203
Derivados por operaciones comerciales (nota 22)	-	3
Otros	278	382
	<b>3.457</b>	<b>3.682</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja aquellos "Otros pasivos no corrientes" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

## 23.1

## Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2012	2011	2012	2011
Durante el siguiente ejercicio	301	300	224	223
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	1.195	1.207	704	732
A partir del 6º ejercicio	4.102	4.652	2.041	2.132
	5.598	6.159	2.969	3.087
<b>Menos:</b>				
Futuros gastos financieros	(2.629)	(3.072)		
	2.969	3.087		
<b>Registrado como:</b>				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.745	2.864
Deuda por arrendamiento financiero corriente			224	223
			<b>2.969</b>	<b>3.087</b>

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2012 ha ascendido al 7,22% (7,25% a 31 de diciembre de 2011).

Los principales pasivos recogidos en este epígrafe por arrendamientos financieros de gasoductos 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 periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2012 y 2011 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 499 millones de dólares (378 millones de euros) y 504 millones de dólares (390 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 periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de

2012 y 2011 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.252 millones de dólares (949 millones de euros) y 1.269 millones de dólares (981 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 1.476 y 1.482 millones de euros al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente. Las principales características de estos buques son las siguientes:

- En 2010, se adquirieron, a través de contratos de time-charter, cuatro buques metaneros 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 m<sup>3</sup>, se han adquirido a través de contratos *time-charter* con una duración de 20 años ampliables por periodos consecutivos de 5 años y el buque Castillo de Santiesteban, de 173.600 m<sup>3</sup> de capacidad, con una duración de 20 años, con opción de compra al final del mismo.
- En 2009 Repsol (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) adquirieron conjuntamente un buque de 138.000 m<sup>3</sup> 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 diciembre de 2007 se adquirió conjuntamente por Repsol (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) un buque de 138.000 m<sup>3</sup> 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 162 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos.
- 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.

23.2

### 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.

24

## Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar

En los ejercicios 2012 y 2011, Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

Millones de euros	2012	2011
<b>Proveedores</b>	<b>4.376</b>	<b>4.757</b>
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 23.1)	224	223
Administraciones Públicas acreedoras	935	1.099
Instrumentos financieros derivados (Nota 22)	41	42
Otros	3.307	5.158
<b>Otros acreedores</b>	<b>4.507</b>	<b>6.522</b>
<b>Pasivo por impuesto corriente</b>	<b>319</b>	<b>356</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9.202</b>	<b>11.635</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los “Proveedores”, “Otros acreedores” y “Pasivos por impuesto corrientes” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen “Proveedores”, “Otros acreedores” y “Pasivos por impuesto corrientes” pertenecientes al grupo YPF y al grupo YPF Gas, por importe de 220, 2.203 y 17 millones de euros.

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 los ejercicios 2012 y 2011 de acuerdo con la disposición adicional tercera “Deber de información” de la citada Ley es la siguiente:

Millones de euros	2012		2011	
	Importe	%	Importe	%
<b>Dentro del plazo máximo legal</b>	<b>13.442</b>	<b>99%</b>	<b>11.752</b>	<b>99%</b>
<b>Resto</b>	<b>79</b>	<b>1%</b>	<b>112</b>	<b>1%</b>
<b>Total pagos del ejercicio</b>	<b>13.521</b>		<b>11.864</b>	
<b>Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)</b>	<b>37</b>		<b>24</b>	
<b>Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal</b>	<b>17</b>		<b>8</b>	

Según las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 se entiende plazo máximo legal de pago 75 días para el ejercicio 2012 (85 días para el ejercicio 2011).

25

## Situación fiscal

### Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol, 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, 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 2012 es de 47, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, 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 integra Asfalnor, S.A., 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 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 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% (Tipo federal)
- Brasil: 34%
- Ecuador: 23%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25%
- Portugal: 25-31,5%

**Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios**

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2012 y 2011, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 3.4.22 de Políticas contables de la Nota 3, es el siguiente:

<b>EJERCICIO 2012</b>			
Millones de euros	<b>Sociedades españolas</b>	<b>Resto de sociedades</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación</b>	<b>2.513</b>	<b>916</b>	<b>3.429</b>
Ajuste al resultado contable:			
Por diferencias no temporarias	(3.393)	47	(3.346)
Por diferencias temporarias	9	(186)	(177)
Base Imponible (Resultado fiscal)	(871)	777	(94)
Cuota del impuesto	(255)	416	161
Deducciones aplicables	(4)	-	(4)
Impuesto corriente a pagar	(259)	416	157
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	1.383	8	1.391
<b>TOTAL GASTO POR IMPUESTO CORRIENTE</b>	<b>1.124</b>	<b>424</b>	<b>1.548</b>
Impuesto diferido del ejercicio	(3)	29	26
Otros ajustes al gasto por impuesto	(6)	13	7
<b>TOTAL GASTO POR IMPUESTO DIFERIDO</b>	<b>(9)</b>	<b>42</b>	<b>33</b>
<b>TOTAL GASTO POR IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES</b>	<b>1.115</b>	<b>466</b>	<b>1.581</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español. Asimismo, se incluyen las exenciones y otros resultados derivados de operaciones en el exterior.

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

<b>EJERCICIO 2011 <sup>(1)</sup></b>			
Millones de euros	<b>Sociedades españolas</b>	<b>Resto de sociedades</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación</b>	<b>1.351</b>	<b>1.336</b>	<b>2.687</b>
Ajuste al resultado contable:			
Por diferencias no temporarias	75	(152)	(77)
Por diferencias temporarias	(323)	(183)	(506)
Base Imponible (Resultado fiscal)	1.103	1.002	2.105
Cuota del impuesto	332	514	846
Deducciones aplicables	(180)	-	(180)
Impuesto corriente a pagar	152	514	666
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	490	24	514
<b>TOTAL GASTO POR IMPUESTO CORRIENTE</b>	<b>642</b>	<b>538</b>	<b>1.180</b>
Impuesto diferido del ejercicio	97	37	134
Otros ajustes al gasto por impuesto	(301)	(22)	(323)
<b>TOTAL GASTO POR IMPUESTO DIFERIDO</b>	<b>(204)</b>	<b>15</b>	<b>(189)</b>
<b>TOTAL GASTO POR IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES</b>	<b>438</b>	<b>553</b>	<b>991</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 Comparación de la información.

<sup>(2)</sup> 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	<b>2012 <sup>(1)</sup></b>	<b>2011</b>	<b>Variación</b>
<b>Activos por impuesto diferido</b>			
Provisiones insolvencias de créditos	65	68	(3)
Provisiones para el personal	122	113	9
Provisiones para contingencias	67	185	(118)
Otras provisiones	361	411	(50)
Diferencias de amortizaciones	382	445	(63)
Créditos fiscales	2.110	1.109	1.001
Otros activos por impuestos diferidos	203	238	(35)
	<b>3.310</b>	<b>2.569</b>	<b>741</b>
<b>Pasivo por impuesto diferido</b>			
Incentivos fiscales	(13)	(12)	(1)
Plusvalías diferidas	(127)	(102)	(25)
Diferencias de amortizaciones	(1.581)	(1.507)	(74)
Moneda funcional	(32)	(717)	685
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(817)	(1.130)	313
Otros pasivos por impuestos diferidos	(493)	(371)	(122)
	<b>(3.063)</b>	<b>(3.839)</b>	<b>776</b>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "Activos por impuesto diferido" y "Pasivos por impuesto diferido" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. A 31 de diciembre de 2011 se incluyen "Activos por impuesto diferido" y "Pasivo por impuestos diferido" por importe de 214 millones de euros y 1.109 millones de euros respectivamente, que correspondían a sociedades pertenecientes al grupo YPF S.A. e YPF Gas S.A.

<sup>(1)</sup> A 31 de diciembre de 2012 se han incrementado en 1.001 millones de euros los activos por impuesto diferido por créditos fiscales como consecuencia de la activación de deducciones no aplicadas y de bases imponibles negativas, básicamente por la aplicación del incentivo de la libertad de amortización fiscal.

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 3 millones de euros en el ejercicio 2012 y 27 en el ejercicio 2011.



El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 306 millones de euros en 2012 (596 millones de euros en 2011, incluyendo YPF S.A. e YPF Gas S.A.) 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 el ejercicio 2012 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 3-10 años. El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 126 y 120 millones de euros en 2012 y 2011, 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 2012 y 2011 asciende a 4 y 180 millones de euros, respectivamente, derivadas de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional, y de la realización de inversiones.

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 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 18), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance a 31 de diciembre de 2012 asciende a 700 millones de euros (en el balance al 31 de diciembre de 2011 el importe registrado ascendía a 837 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.

26

**Negocios conjuntos**

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el grupo participa a 31 de diciembre de 2012 son las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Quiriquire Gas, S.A. <sup>(1)</sup>	60,00%
Repsol Sinopec Brasil, S.A. <sup>(1)</sup>	60,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L. <sup>(2)</sup>	50,00%
AR Oil & Gas B.V.	49,00%
Saneco	49,00%
TNO (Tafnefteotdacha)	49,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
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%

<sup>(1)</sup> El Grupo considera que su participación en Quiriquire 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.

<sup>(2)</sup> 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 en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
<b>BALANCE DE SITUACIÓN</b>		
Activos corrientes	8.241	8.275
Activos no corrientes	14.402	14.520
Pasivos corrientes	(3.767)	(4.395)
Pasivos no corrientes	(8.504)	(8.205)
<b>CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS</b>		
Ingresos de explotación	10.125	9.132
Gastos de explotación	(8.432)	(7.259)
Otros ingresos	154	196
Otros gastos	(968)	(1.087)
<b>Resultado por operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante</b>	<b>878</b>	<b>982</b>

<sup>(1)</sup> A 31 de diciembre de 2011 incluye los siguientes saldos: "Activos corrientes" por 273 millones de euros, "Activos no corrientes" por 369 millones de euros, "Pasivos corrientes" por 214 millones de euros, y "Pasivos no corrientes" por 114 millones de euros correspondientes a sociedades pertenecientes al grupo YPF e YPF Gas, que fueron dados de baja del balance de situación como consecuencia de la pérdida de control (Ver Nota 5).

<sup>(2)</sup> Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2012 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

27

**Ingresos y gastos de explotación**

**Ventas e ingresos por prestación de servicios y otros ingresos**

La distribución de 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	2012	2011 <sup>(1)</sup>
<b>Áreas Geográficas</b>		
España	30.287	28.988
Unión Europea	8.990	5.502
Países O.C.D.E.	6.917	6.651
Resto de países	12.730	9.762
<b>TOTAL</b>	<b>58.924</b>	<b>50.903</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 5. A 31 de diciembre de 2011 los importes que fueron aportados por las citadas sociedades, y que han sido excluidos de la tabla anterior eran 49 millones en España, 92 millones de euros en Unión Europea, 115 millones de euros Países O.C.D.E. y 10.340 millones de euros en Resto de países.

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 5.244 millones de euros en 2012 y 5.390 millones de euros en 2011.

**Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado**

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 10)	10	64
Beneficios por enajenación de inmovilizado (Nota 32)	263	142
<b>TOTAL</b>	<b>273</b>	<b>206</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2012 corresponden principalmente a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Butano Chile, S.A., (195 millones de euros) y la venta de la filial Amodaimi Oil Company (48 millones de euros). 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 32).

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

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Dotación de provisiones por deterioro (Nota 10)	104	157
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	40	25
<b>TOTAL</b>	<b>144</b>	<b>182</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

### Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Compras	44.393	39.875
Variación de existencias	78	(268)
<b>TOTAL</b>	<b>44.471</b>	<b>39.607</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

El epígrafe "Aprovisionamientos" 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 y plantilla

El epígrafe "Gastos de personal" recoge los siguientes conceptos:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Remuneraciones y otros <sup>(2)</sup>	1.502	1.368
Costes de seguridad social	475	441
<b>TOTAL</b>	<b>1.977</b>	<b>1.809</b>

<sup>(1)</sup> Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al año terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

<sup>(2)</sup> 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 19) recibida en 2011 de entidades aseguradoras.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2012 fue de 29.985 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (20.085 empleados), Latinoamérica

(6.541 empleados) y Resto del Mundo (3.395 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2012 ascendió a 29.997 empleados, mientras que en 2011 fue de 45.095 empleados. El descenso se explica fundamentalmente por la baja de la plantilla de YPF S.A. y las sociedades de su grupo, e YPF Gas S.A. que perdieron su condición de sociedades del Grupo Repsol a raíz de la pérdida de control a consecuencia del proceso de expropiación descrito en la Nota 5.

Los negocios de Upstream y Downstream de Repsol, así como sus áreas corporativas (ver Nota 30), cuentan a diciembre de 2012 con un total de 607 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 437 son empleados por contratación directa, y otras 170 personas equivalentes por medidas alternativas (3,19% 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 2012 y 2011:

	2012		2011 <sup>(1)</sup>	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Número de personas				
<b>Directivos</b>	<b>545</b>	<b>134</b>	<b>598</b>	<b>125</b>
<b>Jefes Técnicos</b>	<b>2.138</b>	<b>639</b>	<b>2.755</b>	<b>695</b>
<b>Técnicos</b>	<b>8.833</b>	<b>4.448</b>	<b>14.119</b>	<b>5.407</b>
<b>Operarios y subalternos</b>	<b>8.992</b>	<b>4.256</b>	<b>16.580</b>	<b>6.296</b>
<b>TOTAL</b>	<b>20.508</b>	<b>9.477</b>	<b>34.052</b>	<b>12.523</b>

<sup>(1)</sup> Al 31 de diciembre de 2011, 16.458 personas formaban parte de la plantilla de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 5).

### Otros gastos de explotación

El epígrafe "Otros gastos de explotación" recoge los siguientes conceptos:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Tributos	727	683
Servicios exteriores	4.037	3.651
Transportes y fletes	971	687
Otros Gastos	393	400
<b>TOTAL</b>	<b>6.128</b>	<b>5.421</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

Los costes de exploración en 2012 y 2011 ascienden a 551 y 390 millones de euros, de los cuales 315 y 182 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones". Los importes correspondientes al ejercicio 2011 incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al año terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Ingresos financieros	122	154
Gastos financieros	(790)	(692)
<b>Intereses de la deuda (incluida preferentes)</b>	<b>(668)</b>	<b>(538)</b>
Por tipo de interés	4	(36)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	4	(36)
Por tipo de cambio	35	(119)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	24	189
Diferencias de cambio	11	(308)
Otras posiciones	(2)	(3)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(2)	(3)
<b>Resultado de posiciones <sup>(2)</sup></b>	<b>37</b>	<b>(158)</b>
<b>Actualización financiera de provisiones</b>	<b>(83)</b>	<b>(63)</b>
<b>Intereses intercalarios <sup>(3)</sup></b>	<b>135</b>	<b>133</b>
Leasing	(221)	(204)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	(28)	1
Otros ingresos	6	12
Otros gastos	(35)	(45)
<b>Otros gastos financieros</b>	<b>(278)</b>	<b>(236)</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(857)</b>	<b>(862)</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, apartado 3.3 "Comparación de la información".

<sup>(2)</sup> Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 3.4.4 de la Nota 3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

<sup>(3)</sup> Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

## 29

### Flujos de efectivo de las actividades de explotación

En los ejercicios 2012 y 2011 la composición del epígrafe "Flujos de efectivo de las actividades de explotación" referentes a las actividades continuadas del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

Millones de euros	Notas	2012	2011 <sup>(1)</sup>
<b>Resultado antes de impuestos</b>		<b>3.546</b>	<b>2.759</b>
<b>Ajustes de resultado</b>		<b>3.410</b>	<b>2.735</b>
Amortización del inmovilizado	7 y 8	2.587	2.069
Provisiones operativas netas dotadas	18	421	216
Resultado por enajenación de activos no comerciales	32	(224)	(117)
Resultado financiero	28	857	862
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	11	(117)	(72)
Otros ajustes (netos)		(114)	(223)
<b>Cambios en el capital corriente</b>		<b>696</b>	<b>(2.275)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación</b>		<b>(1.741)</b>	<b>(1.119)</b>
Cobros de dividendos		75	62
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.534)	(1.009)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(282)	(172)
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación</b>		<b>5.911</b>	<b>2.100</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas</b>		<b>867</b>	<b>2.020</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A., de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 Comparación de la información.

## 30

### 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*.

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) 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.

La estructura organizativa está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. A 31 de diciembre de 2012, los segmentos de operación del Grupo son:

- Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- 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 Gas Natural Fenosa; y
- Downstream, correspondiente a las actividades de refinó, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP.
- Gas Natural Fenosa, a través de la participación de Gas Natural SDG, S.A. compañía estratégica para el Grupo, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Con motivo del proceso de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. dichas participaciones han sido clasificadas en los epígrafes "Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación" por la parte correspondiente a las acciones objeto de expropiación y "Activos financieros disponibles para la venta" por la participación en ambas sociedades no sujeta a expropiación. Las actividades de ambas sociedades y otras relacionadas con el proceso de expropiación se han considerado operaciones interrumpidas (ver apartado *Resultado de operaciones interrumpidas* de la Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.)

Teniendo en cuenta lo anterior, las operaciones de YPF han dejado de cumplir la definición de segmento. Por otro lado, la participación en YPF Gas y los préstamos concedidos al grupo Petersen, activos que hasta la fecha de la intervención se presentaban dentro de los segmentos Downstream y Corporación, respectivamente, no se incluyen más en los mismos. En este sentido, la información por segmentos presentada a continuación en relación con el ejercicio 2011 ha sido re-expresada con respecto a la previamente publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011 de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*, y en la NIIF 8 *Información por segmentos*, no considerando las actividades mencionadas dentro de los segmentos de operación.

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

Ingresos de explotación por segmentos Millones de euros	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011 <sup>(1)</sup>	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011 <sup>(1)</sup>	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011 <sup>(1)</sup>
Upstream	3.843	2.945	1.859	766	5.702	3.711
GNL	2.611	2.396	379	262	2.990	2.658
Downstream	45.888	40.930	98	147	45.986	41.077
Gas Natura Fenosa	7.223	6.349	364	215	7.587	6.564
Corporación	28	17	1.455	415	1.483	432
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos <sup>(2)</sup>	-	-	(4.155)	(1.805)	(4.155)	(1.805)
<b>TOTAL</b>	<b>59.593</b>	<b>52.637</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59.593</b>	<b>52.637</b>

<sup>(1)</sup> La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, teniendo en cuenta que YPF, YPF Gas, y los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

<sup>(2)</sup> Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Resultado por segmentos	Millones de euros	
Segmentos	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011 <sup>(1)</sup>
Upstream	2.208	1.413
GNL	535	386
Downstream	1.013	1.182
Gas Natura Fenosa	920	887
Corporación	(390)	(319)
<b>Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa</b>	<b>4.286</b>	<b>3.549</b>
Resultados no asignados (Resultado financiero)	(857)	(862)
Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	117	72
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>3.546</b>	<b>2.759</b>
Impuestos sobre beneficios	(1.581)	(991)
<b>Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas</b>	<b>1.965</b>	<b>1.768</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas	(75)	(111)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>1.890</b>	<b>1.657</b>
<b>Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos</b>	<b>279</b>	<b>776</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	(109)	(240)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS <sup>(2)</sup></b>	<b>170</b>	<b>536</b>
<b>RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>2.060</b>	<b>2.193</b>

<sup>(1)</sup> La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, teniendo en cuenta que YPF, YPF Gas y los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

<sup>(2)</sup> Incluye el resultado neto de impuestos y de socios externos aportado por YPF S.A., YPF Gas S.A. y las sociedades participadas de ambas compañías en cada periodo y por los préstamos concedidos a Petersen, así como los efectos registrados como consecuencia de la expropiación de las acciones de YPF S.A. y de YPF Gas S.A.

A continuación se detalla el total de activos por segmentos:

Segmentos	Millones de euros	
	31 / 12 / 2012	31 / 12 / 2011 <sup>(1)</sup>
<b>Upstream</b>	<b>12.638</b>	<b>11.025</b>
Norteamérica y Brasil	4.346	3.632
Norte de África	918	881
Resto del Mundo	7.374	6.512
<b>GNL</b>	<b>4.176</b>	<b>4.425</b>
<b>Downstream</b>	<b>18.993</b>	<b>19.806</b>
Europa	17.706	18.331
Resto del Mundo	1.287	1.475
<b>YPF</b>	<b>-</b>	<b>14.037</b>
<b>Gas Natural Fenosa</b>	<b>12.658</b>	<b>12.968</b>
<b>Corporación y ajustes <sup>(2)</sup></b>	<b>10.534</b>	<b>8.696</b>
<b>Total Activos por Segmentos <sup>(3)</sup></b>	<b>58.999</b>	<b>70.957</b>
Activos de operaciones interrumpidas (ver Nota 3) <sup>(4)</sup>	5.922	-
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>64.921</b>	<b>70.957</b>

<sup>(1)</sup> A 31 de diciembre de 2011, YPF era considerado un segmento de negocio. Por otro lado, el segmento Downstream incorporaba 74 millones de activos correspondientes a YPF Gas y el segmento Corporación incluía 535 millones de euros correspondientes a activos financieros poseídos por YPF, e YPF Gas. Tras la pérdida de control de YPF e YPF Gas (ver Nota 5) los activos del grupo en ambas compañías se consideran activos de operaciones interrumpidas.

<sup>(2)</sup> En 2012 y 2011 se incluyen activos financieros por importe de 6.670 millones de euros y 5.303 millones de euros respectivamente.

<sup>(3)</sup> Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondiente al mismo.

<sup>(4)</sup> Incluye los activos relacionados con el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 5).

Otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Millones de euros	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	TOTAL
<b>2012</b>						
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	307	322	78	30	-	737
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	27	70	17	3	-	117
Dotación de amortización de inmovilizado	(1.169)	(177)	(638)	(540)	(63)	(2.587)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos	(24)	1	(72)	-	-	(95)
Inversiones de explotación <sup>(1)</sup>	2.423	35	666	432	165	3.721

Millones de euros	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	TOTAL
<b>2011</b>							
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación <sup>(2)</sup>	256	310	73	-	29	-	668
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación <sup>(2)</sup>	4	45	21	-	2	-	72
Dotación de amortización de inmovilizado <sup>(2)</sup>	(809)	(168)	(507)	-	(526)	(59)	(2.069)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos <sup>(2)</sup>	35	-	(102)	-	(25)	(1)	(93)
Inversiones de explotación <sup>(1) (2)</sup>	1.813	18	1.704	-	582	165	4.282

<sup>(1)</sup> Incluye las inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en "Otros activos financieros".

<sup>(2)</sup> La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al año 2011, teniendo en cuenta que YPF, YPF Gas, y los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

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

Millones de euros	Ingresos de explotación		Resultados de explotación		Inversiones	
	2012	2011 <sup>(1)</sup>	2012	2011 <sup>(1)</sup>	2012	2011 <sup>(1)</sup>
<b>Upstream</b>	<b>5.702</b>	<b>3.711</b>	<b>2.208</b>	<b>1.413</b>	<b>2.423</b>	<b>1.813</b>
Norteamérica y Brasil	1.423	983	380	419	1.144	745
Norte de África	1.581	303	1.298	99	44	57
Resto del Mundo	2.801	2.510	530	895	1.235	1.011
Ajustes	(103)	(85)	–	–	–	–
<b>GNL</b>	<b>2.990</b>	<b>2.658</b>	<b>535</b>	<b>386</b>	<b>35</b>	<b>18</b>
<b>Downstream</b>	<b>45.986</b>	<b>41.077</b>	<b>1.013</b>	<b>1.182</b>	<b>666</b>	<b>1.704</b>
Europa	44.651	39.889	723	1.012	612	1.637
Resto del mundo	4.641	4.003	290	170	54	67
Ajustes	(3.306)	(2.815)	–	–	–	–
<b>YPF <sup>(1)</sup></b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Gas Natural Fenosa</b>	<b>7.587</b>	<b>6.564</b>	<b>920</b>	<b>887</b>	<b>432</b>	<b>582</b>
<b>Corporación y otros ajustes</b>	<b>(2.672)</b>	<b>(1.373)</b>	<b>(390)</b>	<b>(319)</b>	<b>165</b>	<b>165</b>
<b>TOTAL</b>	<b>59.593</b>	<b>52.637</b>	<b>4.286</b>	<b>3.549</b>	<b>3.721</b>	<b>4.282</b>

<sup>(1)</sup> La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, teniendo en cuenta que YPF, e YPF Gas y a los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

## 31

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

Repsol 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 significativos, participados directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación durante los ejercicios 2012 y 2011. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

### Adquisiciones en 2012

En Agosto de 2012, y siguiendo los hitos marcados por un acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil, Repsol Exploración, S.A. adquirió a Alliance Oil el 49% de participación en AR Oil and Gaz, B.V. ("AROG") empresa que serviría de plataforma de crecimiento en el negocio de exploración y producción de hidrocarburos para ambas compañías en la Federación Rusa. Previamente a esta adquisición, y en el marco del mencionado acuerdo, Alliance había aportado a AROG el 100% de su filial Saneco que engloba las actividades de exploración y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales). En diciembre de 2012, Alliance Oil aportó en AROG el 99,54% de su filial TNO (Tafnefteotdacha) con activos localizados en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales) y en contrapartida Repsol Exploración S.A. adquirió acciones adicionales de AROG a Alliance Oil para mantener el 49% de participación en AROG.

Estas dos operaciones suponen un desembolso total por importe de 301 millones de dólares (233 millones de euros), de los cuales 143 millones de dólares (109 millones de euros) estaban pendientes de desembolso a 31 de diciembre de 2012 a falta de cumplir el último hito del acuerdo

por el que Repsol vendería la sociedad Eurotek a AROG (Ver Nota 38 *Hechos Posteriores*). El detalle de los activos netos adquiridos en la combinación de negocios, teniendo en cuenta el 49% de participación del Grupo en AROG, y la participación del Grupo correspondiente en Saneco y TNO (Tafnefteotdacha) es el siguiente:

Millones de euros	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	55	55
Activo no corriente	203	130
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>258</b>	<b>185</b>
Pasivo corriente	16	16
Pasivo no corriente	9	9
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>25</b>	<b>25</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>233</b>	<b>160</b>

El impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2012 no fue significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2012, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se ha producido una revalorización de los activos del inmovilizado material correspondientes a los activos de exploración y producción adquiridos.

### 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), adquirió 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 adquirió el 10% de la deuda que Agri mantiene con Braspetro Oil Services Company (Brasoil) para la financiación de sus actividades. Esta operación supuso 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 <sup>(1)</sup>	54	29
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>57</b>	<b>32</b>
Pasivo corriente	–	–
Pasivo no corriente	5	–
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>5</b>	<b>–</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>52</b>	<b>32</b>
Efectivo entregado en la combinación	31	
Plusvalía neta de efecto fiscal	21	

<sup>(1)</sup> 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 registró una plusvalía neta de efecto fiscal por importe de 29 millones de dólares (21 millones de euros). La plusvalía citada fue 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 fueron 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 registrado 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 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. Adicionalmente, 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, 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 supuso una inversión que ascendió 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
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>48</b>	<b>7</b>
Pasivo corriente	2	2
Pasivo no corriente	10	–
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>12</b>	<b>2</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>36</b>	<b>5</b>
Coste de la combinación de negocios	46	–
Fondo de comercio	10	–

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 realizó una 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 adquirió 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 coincidió con la valoración a valor razonable, que realizaron 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 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
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>280</b>	<b>228</b>
Intereses minoritarios	2	2
Pasivo corriente	27	23
Pasivo no corriente	166	165
<b>TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS</b>	<b>195</b>	<b>190</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>85</b>	<b>38</b>
Coste de la combinación de negocios	86	–
Fondo de comercio	1	–

El impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2011 no fue 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 tampoco hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra se produjo, 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 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 formalizó 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.

## 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 2012 y 2011:

Millones de euros	2012	2011 <sup>(1)</sup>
<b>Desinversiones</b>		
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	640	396
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	55	103
Otros activos financieros	449	433
<b>TOTAL</b>	<b>1.144</b>	<b>932</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. y Repsol YPF Gas, S.A. de acuerdo a lo descrito en el apartado 3.3 "Comparación de la información".

### Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las principales desinversiones de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2012 y 2011 se detallan en el Anexo Ib "Principales variaciones del perímetro de consolidación terminado el 31 de diciembre de 2012". Las más significativas se describen a continuación.

#### Ejercicio 2012

En junio de 2012 Repsol acordó con un consorcio de inversores chilenos la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía una participación del 45% de Empresas Lipigas, S.A., compañía presente en el mercado chileno de comercialización del GLP, además de otros activos financieros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez cumplidas las condiciones habituales en este tipo de operaciones, la venta tuvo lugar en julio de 2012 por un importe de 540 millones de dólares. Esta venta ha generado una plusvalía de 195 millones de euros (este importe incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del patrimonio neto, que ascendían a 62 millones de euros) que ha sido registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado". El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

Millones de euros	
Efectivo y equivalentes de efectivo	164
Otros activos corrientes	29
Activo no corriente	203
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>396</b>
Intereses minoritarios	4
Pasivo corriente	37
Pasivo no corriente	48
<b>TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS</b>	<b>89</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>307</b>

En el mes de agosto de 2012 Repsol recibió la autorización del Gobierno de Ecuador a la venta del 100% de su filial en ese país Amodaimi Oil Company a Tiptop Energy Ltd., una filial de la compañía china Sinopec. Como consecuencia de la misma se ha registrado una plusvalía que asciende a 48 millones de euros (cifra que incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del patrimonio neto, que ascendían a 2 millones de euros) que ha sido registrada en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado". El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

Millones de euros	
Efectivo y equivalentes de efectivo	–
Otros Activos corrientes	89
Activo no corriente	90
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>179</b>
Pasivo corriente	56
Pasivo no corriente	30
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>86</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>93</b>

En diciembre de 2012, como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración *off-shore* por la sociedad Guara B.V. participada en un 15% por Repsol, dicha sociedad llevó a cabo una devolución de capital a sus accionistas por el importe de la venta que para Repsol supuso el cobro de 41 millones de euros.

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 11 millones de euros. 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 a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 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.

#### 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 ascendió a 64 millones de euros. Esta venta generó 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 vendió la filial de distribución de gas licuado del petróleo (GLP) Repsol Gas Brasil a la compañía brasileña Ultragas por importe de 20 millones de euros. Esta operación supuso 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 fue registrada con fecha efectiva 31 de diciembre de 2011.

### 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 generasen 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 abril de 2011, Gas Natural Fenosa una vez obtenidas las autorizaciones pertinentes materializó la venta con el Grupo Alpiq de 400 MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 60 millones de euros sin que generaran 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 periodo 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.

El 3 de octubre de 2011, tras un anticipo recibido en 2010 por importe de 70 millones de euros, se materializó, una vez recibidas las autorizaciones de los organismos competentes, la venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota a Enagás por 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 2012 y 2011 se han cobrado 208 y 385 millones de euros, respectivamente (importe proporcional teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) en relación a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, principalmente como resultado de las diecinueve y once emisiones, respectivamente, del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico realizadas en dichos ejercicios, en las cuales los derechos cobrados han sido cedidos de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

**Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control**

En 2012 como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol de YPF S.A. e YPF Gas S.A. descrito en la Nota 5, se produjo la pérdida de control sobre YPF e YPF Gas con los efectos e impactos contables descritos en la citada nota.

**Venta de participación en YPF en 2011**

Durante el ejercicio 2011 se realizaron ventas de participación en el capital social de YPF, que se detallan a continuación y que se incluyen en el epígrafe "Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas" del Estado de flujos de efectivo consolidados:

- 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, 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 de 2011, 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 de 2011, 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 instrumentó, 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 ostentaba un 25,46% de acciones de la petrolera argentina.
- Adicionalmente, durante el año 2011, se vendieron algunos porcentajes menores adicionales de YPF en el mercado.

Teniendo en cuenta todas las operaciones realizadas sobre el capital de la petrolera argentina, durante 2011 el Grupo había vendido acciones de YPF representativas del 22,38%, por un importe neto total de 3.292 millones de dólares (2.327 millones de euros).

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

Las ventas descritas correspondientes al ejercicio 2011 supusieron un incremento del epígrafe "Intereses minoritarios" por importe de 1.537 millones de euros a 31 de diciembre de 2011. La plusvalía antes de impuestos generada, que fue registrada en el epígrafe "Otras reservas", ascendió a 478 millones de euros, una vez tenido en cuenta el efecto correspondiente a las diferencias de conversión negativas acumuladas, que ascendió a 312 millones de euros.

33

**Información sobre operaciones con partes vinculadas**

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

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

- a. Accionistas significativos: los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 DE DICIEMBRE DE 2012
CaixaBank, S.A.	12,53
Sacyr Vallehermoso, S.A. <sup>(1)</sup>	9,73
Petróleos Mexicanos <sup>(2)</sup>	9,43

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

<sup>(2)</sup> 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.

Los datos ofrecidos en el anterior cuadro recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2012, 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 Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. 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). En el momento de la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 5), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2012 por operaciones con partes vinculadas:



	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo <sup>(1)</sup>	TOTAL
Millones de euros				
<b>GASTOS E INGRESOS:</b>				
Gastos financieros	16	–	3	19
Contratos de gestión o colaboración	–	–	1	1
Arrendamientos	2	–	22	24
Recepciones de servicios	6	–	318	324
Compra de bienes (terminados o en curso) <sup>(3)</sup>	4.002	–	5.848	9.850
Otros gastos	29	–	13	42
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>4.055</b>	<b>–</b>	<b>6.205</b>	<b>10.260</b>
Ingresos financieros	25	–	14	39
Contratos de gestión o colaboración	–	–	4	4
Arrendamientos	1	–	–	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	–	–	–	–
Prestaciones de servicios	44	–	40	84
Venta de bienes (terminados o en curso)	269	–	1.299	1.568
Beneficios por baja o enajenación de activos	–	–	4	4
Otros ingresos	5	–	66	71
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>344</b>	<b>–</b>	<b>1.427</b>	<b>1.771</b>

	Accionistas significativos	Administradores y directivos <sup>(2)</sup>	Personas, sociedades o entidades del grupo <sup>(1)</sup>	TOTAL
Millones de euros				
<b>OTRAS TRANSACCIONES</b>				
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	96	–	–	96
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	–	223	224
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	–	–	–	–
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	245	–	–	245
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) <sup>(4)</sup>	773	–	4	777
Garantías y avales prestados <sup>(5)</sup>	219	–	1.121	1.340
Garantías y avales recibidos	57	–	–	57
Compromisos adquiridos <sup>(6)</sup>	696	–	12.796	13.492
Compromisos / garantías cancelados	71	–	–	71
Dividendos y otros beneficios distribuidos <sup>(7)</sup>	467	–	–	467
Otras operaciones <sup>(8)</sup>	1.639	–	–	1.639

<sup>(1)</sup> En la tabla sobre Gastos e Ingresos, se incluyen transacciones realizadas por compañías del Grupo con YPF, YPF Gas y las sociedades de sus respectivos grupos hasta el momento de la pérdida de control (ver Nota 5). Por el contrario, en la tabla Otras Transacciones no se incluyen saldos con dichas sociedades.

<sup>(2)</sup> Ver Nota 34 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.

<sup>(3)</sup> 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 2012 asciende a 100.000 barriles al día.

<sup>(4)</sup> Incluye líneas de crédito por importe de 558 millones de euros con La Caixa.

<sup>(5)</sup> Incluye 1.035 millones de euros correspondientes a dos garantías emitidas por Repsol S.A. en relación los contratos de arrendamiento de dos plataformas flotantes de su filial Guarú B.V. en Brasil (ver Nota 35). No incluye la contragarantía asociada a dichas garantías por no corresponder a partes vinculadas.

<sup>(6)</sup> Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

<sup>(7)</sup> Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2011, abonado el 10 de enero de 2012, así como los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en julio 2012, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 132 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

<sup>(8)</sup> Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 667 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 158 millones de euros y de tipo de interés por 115 millones de euros con el grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2011 por operaciones con partes vinculadas:

	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo <sup>(1)</sup>	TOTAL
Millones de euros				
<b>GASTOS E INGRESOS:</b>				
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) <sup>(2)</sup>	2.751	–	5.755	8.506
Otros gastos	11	–	18	29
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.798</b>	<b>–</b>	<b>6.236</b>	<b>9.034</b>
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
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>192</b>	<b>–</b>	<b>1.398</b>	<b>1.590</b>

	Accionistas significativos	Administradores y directivos <sup>(3)</sup>	Personas, sociedades o entidades del grupo <sup>(1)</sup>	TOTAL
Millones de euros				
<b>OTRAS TRANSACCIONES</b>				
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) <sup>(4)</sup>	783	–	7	790
Garantías y avales prestados <sup>(5)</sup>	193	–	133	326
Garantías y avales recibidos	70	–	–	70
Compromisos adquiridos <sup>(6)</sup>	585	–	15.782	16.367
Compromisos / garantías cancelados	1	–	254	255
Dividendos y otros beneficios distribuidos	519	–	–	519
Otras operaciones <sup>(7)</sup>	1.321	–	–	1.321

<sup>(1)</sup> Los importes correspondientes a transacciones realizadas con YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo que están incluidas en las cifras que aparecen en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por arrendamientos por importe de 12 millones de euros, (ii) Gastos por la recepción de servicios por importe de 29 millones de euros, (iii) Compras de bienes por importe de 61 millones de euros, (iv) Ingresos financieros por importe de 2 millones de euros, (v) Ingresos por prestación de servicios por importe de 5 millones de euros, (vi) Ingresos por ventas de bienes por importe de 284 millones de euros, (vii) Acuerdos de financiación como prestamista por importe de 49 millones de euros y (viii) Garantías y avales prestados por el Grupo Repsol que garantizaban a otras sociedades consolidadas por el método de la participación del grupo YPF por importe de 46 millones de euros. Adicionalmente se incluían en el epígrafe "Compromisos adquiridos con personas, sociedades o entidades del Grupo" 98 millones de euros de compromisos de venta netos de compromisos firmes de compra.

<sup>(2)</sup> 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 ascendía a 85.000 barriles al día.

<sup>(3)</sup> Ver Nota 34 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.

<sup>(4)</sup> Incluye líneas de crédito por importe de 553 millones de euros con La Caixa.

<sup>(5)</sup> 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 35).

<sup>(6)</sup> Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

<sup>(7)</sup> 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.

Las operaciones realizadas por Repsol, 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.

## 34

# Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo

### 34.1

#### 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 7,7 millones de euros, lo cual representa un 0,37% del resultado del periodo 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 detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, un dividendo de, al menos, el 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 2012 y 2011, a los siguientes importes:

Euros	2012	2011
<b>Órgano de Gobierno</b>		
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2012 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,812 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
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Paulina Beato	176.594	-	88.297	-	-	264.891
Javier Echenique Landiribar	176.594	176.594	88.297	-	-	441.486
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
Juan Abelló Gallo	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	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
Ángel Duráñez Adeva	176.594	-	88.297	-	-	264.891
M <sup>a</sup> Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Mario Fernández Pelaz	176.594	-	-	44.149	-	220.743

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 2012 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 periodo 2009-2012, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,885 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 1,305 millones de euros.

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 2012 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 0,445 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Euros	YPF	Gas Natural	TOTAL
Antonio Brufau Niubó	19.899	265.650	285.549
Luis Suarez de Lezo Mantilla	19.899	139.150	159.049

**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.

**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 2012 a 3,037 millones de euros. Corresponden 2,739 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,298 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

A petición de D. Antonio Brufau, Repsol dejará de realizar aportaciones a su plan de pensiones a partir del próximo 12 de marzo de 2013.

**f. Incentivos**

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

34.2

**Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración**

Durante el ejercicio 2012, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

34.3

**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, de otras retribuciones percibidas en su condición de accionistas y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la Nota 33 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los Consejeros Ejecutivos se han adherido a los ciclos 2011-2014 y 2012-2015 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 19.d) apartado I).

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.

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.

Durante el ejercicio 2012, 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 suscripción entre Repsol y Petróleos Mexicanos (Pemex) de una alianza industrial estratégica, aprobado en la reunión de este órgano celebrada el 28 de febrero de 2012, se adoptó con la abstención del Consejero Pemex Internacional España, S.A.

34.4

**Retribución del personal directivo**

**a. Alcance**

A efectos de información, en este apartado, Repsol considera “personal directivo” a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. 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 8 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2012, 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 2012, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
<b>Sueldo</b>	<b>5,211</b>
<b>Dietas</b>	<b>0,325</b>
<b>Remuneración Variable</b>	<b>5,395</b>
<b>Remuneración en Especie</b>	<b>0,633</b>

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 11,56 millones de euros.

**c. Plan de previsión de directivos y premio de permanencia**

El importe de las aportaciones correspondientes a 2012, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,520 millones de euros.

**d. Fondo de pensiones y primas de seguro**

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2012 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 3.4.18 y Nota 19), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,528 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.

**e. Anticipos y créditos concedidos**

A 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,058 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,8% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

34.5

**Indemnizaciones al personal directivo**

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver Nota 34.4.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 ésta 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 34.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2012, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol.

34.6

### Operaciones con el personal directivo

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

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo (incluyendo los Consejeros Ejecutivos) se han adherido a los ciclos 2011-2014 y 2012-2015 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 19.d) apartado i), comprando un total de 211.006 acciones.

35

## Contingencias, compromisos y garantías

35.1

### Contingencias legales o arbitrales

#### 35.1.1 Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (Ver Nota 5).

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de Argentina anunciaba al país la expropiación del 51% de las acciones "Clase D" de la principal petrolera del país, YPF S.A. de titularidad del Grupo español Repsol. Días más tarde lo extendería también al 60% de la participación del Grupo Repsol en la empresa argentina YPF Gas S.A. empresa distribuidora de gas butano y propano. Dicha participación representa un 51% del capital social de YPF Gas S.A. Asimismo, ese mismo 16 de abril ordenó la intervención, procediendo a expulsar por la fuerza a directivos y miembros del Comité de Dirección y a tomar el control de la gestión (Decretos 530 y 557). Al mismo tiempo, se tramitó en 21 días una Ley excepcional, la Ley de Expropiación N° 26.741 de las acciones del Grupo Repsol en YPF e YPF Gas, por la que el Estado argentino, además de declarar de utilidad pública y sujetas a expropiación las participaciones accionarias referidas, dispuso la ocupación temporánea por parte del Poder Ejecutivo Nacional de los derechos inherentes a las acciones del Grupo Repsol sujetas a expropiación, a pesar de no mediar sentencia judicial alguna y sin haber compensado o consignado previamente el valor de las acciones afectadas.

Pese a declarar "de interés público [...] el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos", la indicada ocupación temporánea y la subsiguiente expropiación afectan solo a YPF S.A. y a YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina, siendo el Grupo Repsol el único accionista perjudicado y no otros accionistas

A través del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre España y Argentina en 1991, el Estado argentino se comprometió a proteger las inversiones realizadas por los inversores del otro Estado, España (artículo III.- apartado 1), a no obstaculizar, mediante medidas injustificadas o discriminatorias la gestión, el mantenimiento o el disfrute de tales inversiones; prometió garantizar un tratamiento justo y equitativo de las inversiones realizadas por los inversores españoles (artículo IV-1). Además, en caso de nacionalización o expropiación, Argentina se obligó a no actuar discriminatoriamente contra

los inversores españoles y prometió que pagaría al inversor expropiado sin demora injustificada una indemnización adecuada, en moneda convertible (artículo V). Asimismo, Argentina asumió que reconocería a los inversores españoles cualquier tratamiento más favorable que Argentina hubiera reconocido a favor de otros inversores extranjeros (artículo IV-, apartados 1 y 2).

Por otro lado, en el ámbito local argentino, la Constitución de la Nación establece (artículo 17) que "la propiedad es inviolable, y ningún habitante de la Nación puede ser privado de ella, sino en virtud de sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública, debe ser calificada por ley y previamente indemnizada. [...]. Ningún cuerpo armado puede hacer requisiciones, ni exigir auxilios de ninguna especie." Asimismo proclama (artículo 20) que "los extranjeros gozan en el territorio de la Nación de todos los derechos civiles del ciudadano; pueden ejercer su industria, comercio y profesión; poseer bienes raíces, comprarlos y enajenarlos [...]."

Además, con ocasión de la privatización de YPF S.A. y para atraer inversores extranjeros, en 1993 el Estado argentino modificó el Estatuto Social de YPF, S.A. para asegurar a los inversores que, cuando el Estado o cualquier otro interesado quisiera hacerse con el control de YPF, S.A. o adquirir un 15% o más de su capital social, sólo podría hacerlo formulando una oferta pública de adquisición (OPA) sobre la totalidad de las acciones de YPF, S.A. a un precio justo calculado con arreglo a una fórmula determinada prevista en el propio Estatuto recogido en los artículos 7 y 28 del Estatuto Social de YPF S.A. y publicitado en el folleto informativo que registró entonces YPF ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos Y, en tanto esto no se hiciera, el Estatuto Social de YPF S.A. dispone que la participación del Estado argentino en YPF S.A. no se puede computar a efectos de quórum en las Asambleas de la compañía ni tiene derechos de voto ni económicos.

El Grupo Repsol considera ilegítima las expropiaciones mencionadas y ejercerá cuantas acciones legales le correspondan y sean pertinentes en defensa de sus derechos e intereses y para la reparación íntegra del grave daño sufrido.

Como actuaciones legales más relevantes llevadas a cabo hasta el momento se destacan las siguientes:

#### 1. Controversia bajo el Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones.

El 10 de mayo de 2012, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. enviaron a la Presidenta de la República Argentina una notificación formal de controversia relativa a la expropiación de la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. titularidad del Grupo Repsol y otros actos conexos, y de inicio del plazo para su resolución amigable al amparo del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina. Desde entonces Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. han reiterado esta petición de conversaciones amistosas previstas en el Tratado, pero la República Argentina se ha negado en repetidas ocasiones a reunirse con representantes del Grupo Repsol, aduciendo varios pretextos formales.

El 3 de diciembre de 2012, transcurrido el plazo de 6 meses desde que se notificó a la República Argentina la existencia de la controversia relativa a la expropiación de la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A., Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. presentaron ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") la solicitud de inicio de un procedimiento de arbitraje contra la República Argentina, por violación del citado Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina, firmado el 3 de octubre de 1991.

El escrito de solicitud de arbitraje señala, de manera resumida, las cuestiones de hecho y de derecho a ser consideradas. El pasado 18 de diciembre de 2012 el CIADI registró la solicitud de arbitraje. Aún está pendiente la constitución del tribunal de arbitraje. Una vez éste haya sido constituido, las partes deberán presentar sus escritos de alegaciones completos sobre el fondo del asunto. En dichos escritos de alegaciones, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. concretarán las reparaciones y compensaciones a reclamar a la República Argentina, sin perjuicio de la posibilidad de las partes de poner fin al procedimiento en cualquier momento en caso de alcanzarse un acuerdo entre ellas.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos legales para reclamar la restitución de las acciones expropiadas y una indemnización adecuada por la República Argentina por los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación de YPF S.A. y de YPF Gas S.A.

#### 2. Demandas por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas por el Gobierno argentino y de la ocupación temporánea por éste de los derechos sobre el 51% de las acciones de YPF S.A., e YPF Gas S.A. titularidad de Repsol.

El 1 de junio de 2012, el Grupo Repsol presentó ante los Tribunales argentinos dos demandas (una en relación con YPF S.A. y otra en relación con YPF Gas S.A.) solicitando la declaración de inconstitucionalidad: (i) de los artículos 13 y 14 de la Ley N° 26.741 ("Ley de Expropiación")

y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo esas normas, por violar en forma manifiesta los artículos 14, 16, 17, 18 y 28 de la Constitución Nacional Argentina; (ii) del Decreto PEN N° 530/2012, del Decreto PEN N° 532/2012 y del Decreto PEN N° 732/2012 (conjuntamente, los "Decretos"), y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo los Decretos, por ser contrarios a los artículos 1, 14, 16, 17, 18, 28, 75, 99 y 109 de la Constitución Nacional Argentina. También se solicitaron ciertas medidas cautelares que fueron desestimadas. La cuestión será resuelta por la jurisdicción contencioso-administrativa federal. Respecto a las medidas cautelares solicitadas en relación con YPF Gas S.A., la Cámara de Apelaciones desestimó el recurso de apelación presentado por el Grupo Repsol contra la desestimación en primera instancia de las medidas cautelares solicitadas. El Grupo Repsol solicitó que se ordenase dar traslado de la demanda la cual fue notificada en la Secretaría General de la Presidencia de la Nación. El siguiente hito será la contestación a la demanda por parte del Estado Nación, cuyo plazo vence el próximo 4 de abril de 2013.

El Grupo Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que los tribunales de Argentina reconozcan a Repsol la inconstitucionalidad de la intervención y la ocupación temporánea de YPF.

3. *"Class Action Complaint" ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento por el Estado argentino de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.*

El 15 de mayo de 2012 Repsol, junto con Texas Yale Capital Corp., presentó una *class action complaint* (demanda en representación de los intereses colectivos del conjunto de accionistas de la Clase D de YPF, con exclusión de la parte de esas acciones sujetas a la expropiación por el Estado argentino) en el Distrito Sur de Nueva York. El objeto de esta demanda es: (i) que se declare la obligación del Estado argentino de lanzar una oferta pública de adquisición de acciones de la Clase D en los términos del Estatuto de YPF, (ii) que se declare que las acciones ocupadas sin esta oferta pública de adquisición están privadas de derechos de voto y económicos; (iii) que se ordene al Estado argentino de abstenerse de ejercer derechos de voto o económicos sobre las acciones ocupadas hasta que no lance una oferta pública de adquisición; y (iv) que el estado argentino indemnice los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de la obligación de lanzar la oferta pública de adquisición (los daños y perjuicios reclamados no están cuantificados aún en el Procedimiento).

Esta demanda se encuentra actualmente en proceso de notificación al Estado argentino.

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que se le reconozca su derecho correspondiente a las acciones de YPF no expropiadas.

4. *Demanda de solicitud de información ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).*

El 12 de mayo de 2012, Repsol presentó ante el Distrito Sur de Nueva York una demanda solicitando que se requiera al Estado argentino que cumpla con sus obligaciones de información de conformidad con la sección 13(d) de la *Securities Exchange Act* estadounidense. Esa sección exige que quien adquiera directa o indirectamente el control sobre más de un 5% de una clase de acciones de una sociedad cotizada en los EE.UU., presente cierta información (a través de un formulario denominado 13D), entre la que se incluye el número de acciones que controla, la fuente y el monto de los fondos que utilizará para la adquisición de esas acciones, información de cualesquiera contratos, acuerdos o entendimientos con cualquier tercero en relación con las acciones de la sociedad en cuestión, y los planes de negocio y gobierno que el controlante tiene en relación con esa sociedad.

La demanda fue notificada al Estado argentino. Actualmente se está discutiendo si el caso tiene base legal suficiente para que los tribunales estadounidenses puedan enjuiciar el fondo del asunto (*"Motion to Dismiss"*).

Repsol considera que tiene sólidos argumentos en derecho para que su reclamación sea reconocida.

### 35.1.2 Otros procedimientos judiciales y de Arbitraje

A 31 de diciembre de 2012, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 57 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 25 "Situación fiscal" en su apartado "Otra información con trascendencia fiscal"). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe "Otras provisiones" en la tabla de la Nota 18.

Las sociedades del Grupo Repsol pueden ser parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales en el curso ordinario de sus actividades. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

Como resultado del proceso de expropiación del grupo YPF, los procedimientos citados a continuación no incluyen procedimientos legales en los Estados Unidos de América y Argentina, en los que únicamente YPF S.A. o subsidiarias de YPF fueran demandadas.

## Argentina

### *Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada)*

Un antiguo empleado de YPF 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 S.A. 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 poseía 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), ninguna de ambas compañías demandadas 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 YPF 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, 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. Esta Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia de Bell Ville, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol, S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad. La sentencia se encuentra firme. En abril 2012 el expediente quedó radicado en el Juzgado Nacional en lo Contencioso-Administrativo Federal de la Capital Federal n°12, quién el 30 de mayo de 2012 resolvió inhibirse de oficio para conocer la causa Karcz y dispuso la remisión de ambos expedientes al Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Civil y Comercial Federal n° 9. La parte actora apeló esta decisión y dicho recurso fue concedido el 23 de agosto de 2012. El 5 de febrero de 2013 la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo resolvió que el fuero competente era el Civil y Comercial Federal y ordenó la remisión del expediente al Juzgado Federal en lo Civil y Comercial n° 9. Por otra parte, con fecha 23 de agosto de 2012 se presentó en este expediente un escrito solicitando la inhibitoria de la competencia de la Jueza titular del Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande a cargo de la causa López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente n°4444) indicado a continuación. El Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso-Administrativo Federal proveyó que no corresponde que el Tribunal se pronuncie sobre este último asunto en tanto no se resuelvan las cuestiones de competencia mencionadas.

### *Reclamación de López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente n°4444)*

Repsol ha tenido conocimiento a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF S.A. el 26 de abril de 2012 de la existencia de una medida cautelar de no innovar dictada el pasado 20 de abril de 2012 notificada a YPF S.A. en trámite ante el Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, mediante la cual se ordena

suspender el ejercicio de los derechos políticos y patrimoniales contemplados en el Estatuto de YPF respecto a las 45.215.888 de ADS, cada una representando una acción ordinaria clase D de YPF S.A. vendidas por Repsol durante marzo de 2011, en tanto se resuelva la nulidad planteada en dichas actuaciones. Repsol se personó espontáneamente y presentó recurso de reposición con apelación en subsidio respecto de la mencionada medida cautelar el 30 de mayo de 2012.

Posteriormente, Repsol ha tenido conocimiento, a través de la información del “hecho relevante” publicado por YPF el 1 de junio de 2012, de la notificación a YPF de la resolución de 14 de mayo de 2012 que modifica la mencionada medida cautelar, reemplazándola por la indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones que a sus efectos fijare el Tribunal de Tasaciones de la Nación. Dicha resolución señala que ha quedado sin efecto la medida cautelar anterior, por lo que los titulares de las acciones pueden ejercer libremente los derechos inherentes a las mismas. Con fecha 18 de junio de 2012, Repsol presentó recurso de reposición, con apelación en subsidio, contra la modificación de la medida cautelar anteriormente mencionada.

El 31 de agosto de 2012 la jueza dispuso rechazar el recurso de reposición con apelación en subsidio presentado por Repsol contra las resoluciones de 20 de abril de 2012 y 14 de mayo de 2012, resolución contra la que Repsol interpuso recurso de queja, asimismo rechazado. Frente a esta última resolución, Repsol interpuso un recurso de reposición con apelación en subsidio. Se ha ordenado la elevación de las actuaciones a la Cámara para el tratamiento del recurso.

Por otra parte, en el expediente López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. sobre amparo n° 4440) Repsol fue notificada de la demanda interpuesta con fecha 25 de junio de 2012, contestando a la misma el 28 de agosto de 2012. El 20 de septiembre de 2012 la jueza dispuso rechazar, entre otros, los argumentos de incompetencia y falta de legitimación planteados por Repsol, recurriendo en apelación, recurso que fue denegado. Actualmente se encuentra en la Cámara a los efectos de resolver el recurso de queja planteado por Repsol.

#### Reclamación interpuesta contra Repsol 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 periodo 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al periodo 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF S.A. por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF S.A. 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 de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 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 periodo 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

## Estados Unidos de América

### Litigio del Río Passaic/ Bahía de Newark

Los hechos a los que se hace referencia en este apartado están relacionados con algunas contingencias medioambientales así como 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 adquirió YPF.

En diciembre de 2005, el Department of Environmental Protection (DEP) y el Spill Compensation Fund de New Jersey demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol S.A.), YPF S.A., YPF Holdings Inc., CLH Holdings Inc., Tierra Solutions Inc., Maxus Energy Corporation, así como a Occidental Chemical Corporation. En agosto de 2010, la demanda se amplió a YPF International S.A. y a Maxus International Energy Company. Se trata de una demanda de reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Diamond Shamrock Chemical Company 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).

En febrero de 2009, Maxus y Tierra trajeron al proceso, como terceros (“Third Parties”), a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) que podrían tener responsabilidad.

El DEP no ha cuantificado los daños, pero:

- sostuvo que el límite de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no sería aplicable al caso;
- alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remediación, 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 (Natural Resources Damages Assessment), e
- indicó que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos, que hasta la fecha no se conocen.

En octubre de 2010 algunas terceras partes plantearon varias mociones “*motions to sever and stay*” para suspender el juicio respecto de ellos. No obstante, dichas mociones han sido rechazadas. Asimismo, algunas terceras partes presentaron mociones “*motions to dismiss*” (falta de legitimación pasiva) con el fin de salirse del proceso. Sin embargo, dichas mociones fueron igualmente rechazadas en enero de 2011.

En mayo de 2011, el Tribunal aprobó la “*Case Management Order XVII*” (CMO XVII), por la que se ordena el calendario procesal (Trial Plan), dividiéndolo en distintos incidentes procesales (*tracks*).

De acuerdo con lo previsto en el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron las correspondientes mociones (“*motions for summary judgment*”). 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) 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*”; (iii) 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 ostentar la propiedad sobre los terrenos en los que se encontraba la planta de Lister Avenue; (iv) 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.

Posteriormente, y de conformidad con el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron nuevas mociones (“*motions for summary judgement*”) contra Maxus. El 21 de mayo de 2012, la Corte resolvió tales mociones acordando que: (i) Maxus no era responsable como sucesor de “Diamond Shamrock”. La Corte confirmó que Occidental es el verdadero sucesor, aunque deja abierta la posibilidad de volver a analizar el tema de la sucesión, en caso de que se considere, más adelante en el proceso, que existen daños punitivos; (ii) no se puede reinterpretar los términos del “*Indemnity Agreement*” entre Maxus y Occidental, por lo que el Estado de New Jersey, no tiene derecho a reclamar directamente dicha *indemnity* contra Maxus, ya que el Estado de New Jersey no es parte del contrato; y (iii) Maxus puede considerarse como *alter ego* de Tierra. Para llegar a esa conclusión, la Corte señala que Tierra era a todos los efectos una “cascara” o “caparazón” que se creó para evitar las responsabilidades históricas. Por ello, y como consecuencia de que Maxus es considerada *alter ego* de Tierra, la Corte establece que Maxus es responsable bajo la *Spill Act* en la misma medida que Tierra. El Juez ha modificado el calendario procesal fijando el acto del juicio para febrero de 2014.

Con base en la información disponible a la fecha de los estados financieros y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las investigaciones y/o pruebas, no es posible estimar razonablemente la cuantía de los eventuales daños objeto del pleito.

## 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 146 millones de euros.

## Ecuador

### Reclamación presentada por Ecuador TLC (Petrobras)

En relación con la demanda interpuesta por Ecuador TLC, S.A. (Petrobras) (“Ecuador TLC”) contra Repsol Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), Murphy Ecuador Ltd. (Amodaimi) (“Murphy”) y Canam Offshore Ltd. (“Canam”) y que se sigue ante el Centro Internacional de Resolución de Disputas (ICDR) en relación con el Acuerdo de Transporte suscrito entre la compañía demandante y Murphy Ecuador Limited y Canam Offshore y otras reclamaciones relacionadas, el Tribunal Arbitral ha dictado con fecha 16 de noviembre de 2012 orden procesal por la que declara carecer de competencia para conocer de la reclamación interpuesta por Ecuador TLC contra Repsol Ecuador y la correspondiente reconvencción de Repsol Ecuador contra Ecuador TLC, por lo que Repsol Ecuador ha dejado de ser parte en este proceso arbitral.

## 35.2

### Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2012 los principales compromisos firmes de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de gasto e inversión	2013	2014	2015	2016	2017	Ejercicios posteriores	TOTAL
<b>Arrendamientos operativos <sup>(1)</sup></b>	<b>336</b>	<b>246</b>	<b>223</b>	<b>213</b>	<b>201</b>	<b>1.279</b>	<b>2.498</b>
Transporte - Time Charter <sup>(2)</sup>	151	94	77	72	72	534	1.000
Arrendamientos operativos <sup>(3)</sup>	185	152	146	141	129	745	1.498
<b>Compromisos de compra</b>	<b>8.631</b>	<b>5.459</b>	<b>4.673</b>	<b>4.023</b>	<b>4.180</b>	<b>33.878</b>	<b>60.844</b>
Crudo y otros <sup>(4)</sup>	2.974	326	253	260	209	235	4.257
Gas natural <sup>(5)</sup>	5.657	5.133	4.420	3.763	3.971	33.643	56.587
<b>Compromisos de inversión <sup>(6)</sup></b>	<b>1.840</b>	<b>1.308</b>	<b>521</b>	<b>581</b>	<b>203</b>	<b>1.508</b>	<b>5.961</b>
<b>Prestación de servicios</b>	<b>588</b>	<b>407</b>	<b>336</b>	<b>301</b>	<b>212</b>	<b>956</b>	<b>2.800</b>
<b>Compromisos de transporte <sup>(7)</sup></b>	<b>143</b>	<b>138</b>	<b>142</b>	<b>164</b>	<b>203</b>	<b>822</b>	<b>1.612</b>
<b>TOTAL <sup>(8)</sup></b>	<b>11.538</b>	<b>7.558</b>	<b>5.895</b>	<b>5.282</b>	<b>4.999</b>	<b>38.443</b>	<b>73.715</b>

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. Tras la pérdida de control por parte del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.), aquellos compromisos correspondientes a dichas sociedades no se consideran compromisos del Grupo.

<sup>(1)</sup> Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2012 y 2011, ascienden a 523 y 679 millones de euros, respectivamente.

<sup>(2)</sup> Repsol dispone actualmente en régimen de “time charter” de 38 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 periodo 2013 – 2019. El importe a satisfacer por estos petroleros asciende a 151 millones de euros para el ejercicio 2013 (ver Nota 23).

<sup>(3)</sup> Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 53 millones de euros en el ejercicio 2013. Adicionalmente recoge compromisos de arrendamientos que están garantizados por Repsol, S.A. en su filial Guarará, B.V. (ver Nota 35.3).

<sup>(4)</sup> Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con el Grupo Pemex con duración indeterminada, que en 2012 asciende a 100.000 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 (ver Nota 33).

<sup>(5)</sup> Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del Grupo Gas Natural por importe de 32.420 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 3.452 millones de euros, en Perú por importe de 12.542 millones de euros, en Canadá por importe de 6.421 millones de euros y en España por importe de 1.751 millones de euros.

<sup>(6)</sup> Incluye compromisos de inversión en Venezuela y Brasil por importe de 1.565 y 1.213 millones de euros respectivamente.

<sup>(7)</sup> Incluye 384 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un periodo de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato. Además se incluyen 1.227 millones de euros por el transporte de gas natural en otros países.

<sup>(8)</sup> Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 20.349 millones.

Venta	2013	2014	2015	2016	2017	Ejercicios posteriores	TOTAL
<b>Compromisos de venta</b>	<b>9.638</b>	<b>3.192</b>	<b>2.870</b>	<b>2.306</b>	<b>2.381</b>	<b>22.904</b>	<b>43.291</b>
Crudo y otros	6.635	277	194	186	177	915	8.384
Gas natural <sup>(1) (2)</sup>	3.003	2.915	2.676	2.120	2.204	21.989	34.907
<b>Compromisos de transporte</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>18</b>	<b>59</b>
<b>Prestación de servicios</b>	<b>548</b>	<b>558</b>	<b>574</b>	<b>542</b>	<b>485</b>	<b>2.675</b>	<b>5.382</b>
<b>Arrendamientos</b>	<b>159</b>	<b>160</b>	<b>148</b>	<b>169</b>	<b>163</b>	<b>968</b>	<b>1.767</b>
<b>TOTAL <sup>(3)</sup></b>	<b>10.353</b>	<b>3.918</b>	<b>3.600</b>	<b>3.025</b>	<b>3.038</b>	<b>26.565</b>	<b>50.499</b>

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. Tras la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo, y por lo tanto la tabla anterior no recoge los compromisos correspondientes a dichas sociedades.

<sup>(1)</sup> Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 11.079 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 4.260 millones de euros, en España por importe de 2.387 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 5.443 millones de euros.

<sup>(2)</sup> 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 2.424.048 Mscf con vencimiento en 2036 por importe de 9.867 millones de euros.

<sup>(3)</sup> Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 7.553 millones.

## 35.3

### Garantías

A 31 de diciembre de 2012 las compañías del Grupo Repsol 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:

– Como consecuencia del desarrollo del campo BMS-9 de Repsol Sinopec Brasil (RSB) sociedad participada en un 60% por Repsol, S.A., RSB asumió proporcionalmente obligaciones contractuales en relación a su participación en el alquiler de dos plataformas flotantes de producción a través de Guara B.V., sociedad participada en un 25% por RSB. Estas obligaciones fueron garantizadas por Repsol S.A. con dos garantías que se describen a continuación.

Una primera garantía por importe de 790 millones de dólares por una de las plataformas, que cubre hasta el 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V., porcentaje que se corresponde con la participación que RSB tiene en esta sociedad. A su vez, China Petrochemical, sociedad del grupo Sinopec que coparticipa con Repsol, S.A. en el 40% de RSB, emitió a favor de Repsol S.A. una contragarantía por importe de 316 millones de dólares que cubre el 40% de dichos compromisos, con lo que se reparte la exposición de ambos grupos a su porcentaje accionario en RSB. Los importes correspondientes a estas obligaciones de pago por alquiler están recogidos en la tabla de compromisos por arrendamientos de la Nota 35.2.

La otra garantía por importe de 576 millones de dólares, es contingente al cumplimiento por el proveedor de sus obligaciones contractuales y el consiguiente devengo de obligaciones de pago por parte de Guara B.V., en relación al alquiler de la otra plataforma flotante, que se estima que se producirá a partir de julio de 2014. El importe cubriría el 60% del 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V. En este caso, el 40% restante está directamente garantizado por China Petrochemical.

Tanto las garantías de Repsol, como la contragarantía de China Petrochemical, se emitieron por importes máximos que disminuyen anualmente en función de la vida del contrato de arrendamiento de las plataformas, que tienen una duración de veinte años.

– 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.

– Repsol 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 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).

Por otro lado, el grupo ha otorgado garantías financieras pignorativas, de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre acciones de Gas Natural SDG propiedad del Grupo Repsol en relación con la financiación recibida de varias entidades financieras que se describe en el apartado “Pasivos financieros” de la Nota 20.

Adicionalmente el Grupo Repsol, otorga otro tipo de garantías e indemnizaciones, principalmente, indemnizaciones en relación con la venta de activos, eventuales responsabilidades por las actividades y operaciones del Grupo en todos sus negocios, incluidos los de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de las operaciones del Grupo Repsol y la práctica general de la industria.

## 36

### Información sobre Medio Ambiente

El sistema de gestión de seguridad y medio ambiente está constituido por normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que incorporan exigentes requerimientos, estando en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. El Grupo impulsa la certificación ISO 14001 en sus instalaciones como base para promover la mejora continua y obtener una validación externa de nuestros sistemas de gestión.

El Comité de Dirección de Repsol establece los objetivos y las líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente que contemplan las áreas críticas para el incremento de la seguridad y la protección del medio ambiente en todo el ciclo de vida de las actividades. Estos objetivos y líneas estratégicas 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, 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”, 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.

## 36.1

### Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente, de acuerdo con su naturaleza:

	2012			2011 <sup>(1)</sup>		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Millones de euros						
Atmósfera	403	231	172	647	264	383
Agua	476	304	172	740	492	248
Calidad de productos	1.452	724	728	1.713	823	890
Suelos	96	37	59	301	202	99
Ahorro y eficiencia energética	589	204	385	581	199	382
Residuos	30	14	16	77	33	44
Otros	198	102	96	529	356	173
	<b>3.244</b>	<b>1.616</b>	<b>1.628</b>	<b>4.588</b>	<b>2.369</b>	<b>2.219</b>

<sup>(1)</sup> NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los “costes netos de activos ambientales” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluían 217 millones de euros correspondientes a Atmósfera, 144 millones de euros a Suelos, 131 millones de euros a Calidad de productos, 96 millones de euros en Otros, 75 millones de euros en Agua, 27 millones de euros de Residuos y 19 millones de euros de Ahorro y eficiencia energética pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas.

El coste incluye 202 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2012 y 389 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, de los cuales, 266 correspondían a YPF e YPF, Gas.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2012 destacan las destinadas a la mejora en los sistemas de prevención de derrames, 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 y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos.

Como proyectos de inversión singulares en 2012, cabe mencionar la continuación del plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona (España) con una inversión ambiental de 22 millones de euros, el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú) 7 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 de 6 millones de euros.

También cabe destacar el proyecto de reducción de emisiones de partículas en la Refinería de Puertollano (España) con una inversión ambiental de 5 millones de euros y el proyecto de mejora de la eficiencia en la Refinería de Tarragona (España) con una inversión de 4 millones de euros.

## 36.2

### Provisiones Ambientales

Repsol 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 para riesgos y gastos corrientes y no corrientes de Medio Ambiente” (ver Nota 18).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:



Millones de euros	2012	2011
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>255</b>	<b>254</b>
Dotaciones con cargo a resultados	13	4
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(3)
Cancelación por pago	(8)	(10)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas <sup>(1)</sup>	(16)	10
Expropiación de YPF e YPF Gas <sup>(2)</sup>	(191)	–
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>51</b>	<b>255</b>

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

<sup>(1)</sup> En 2012 incluye los movimientos correspondientes a YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos de las provisiones ambientales correspondientes a YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo.

<sup>(2)</sup> Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte del Grupo, y como consecuencia de los hechos señalados en la Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol” 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 2012 y 2011 ascienden a 614 y 1.383 millones de euros respectivamente (ver Nota 18). De este importe, a 31 de diciembre de 2011, 889 millones de euros correspondían a YPF.

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 Chemical Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver Nota 35). Dicho saldo, como consecuencia del proceso de expropiación descrito en la Nota 5, fue dado de baja con la pérdida de control.

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.

36.3

Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2012 y 2011 han ascendido a 202 y 182 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”. Estos gastos incluyen 112 y 94 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas en 2012 y 2011 respectivamente, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 6 millones de euros en cada uno de los ejercicios anteriormente mencionados. Asimismo, en los ejercicios 2012 y 2011 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 26 millones de euros, en ambos ejercicios; la remediación de suelos y abandonos por importe de 6 y 8 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 14 y 15 millones de euros, respectivamente; y la gestión del agua por importe de 15 y 14 millones de euros, respectivamente.

36.4

Marco Aplicable

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol 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:

- 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 CO<sub>2</sub> 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.

En 2013 se entra en una nueva fase (Fase III) del Comercio de Emisiones que traerá cambios sustanciales con respecto a la anterior. Entre otros, se dejará de dar asignación gratuita a las empresas eléctricas quienes se verán obligadas a acudir a las subastas que realicen las distintas plataformas autorizadas. Al resto de instalaciones se les dará una asignación gratuita en función de un benchmarking sectorial. En un principio, los sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono (Refino y Química), tendrán un 100% de asignación gratuita por ese concepto, aunque dicha asignación estará en función de su posición dentro del benchmarking del sector, así como en función del factor de corrección intersectorial. En 2014 se revisará la lista de instalaciones de EU ETS con riesgo de fuga de carbono, que entrará en vigor en 2015.

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 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

Por otra parte, hay que señalar que tras las Cumbres del Clima de Durban (2011) y de Doha (2012) se ha prolongado el Protocolo de Kioto que finalizaba en 2012, abriéndose un nuevo periodo 2013-2020. Canadá, Rusia, Japón y Nueva Zelanda han quedado fuera del mismo. Uno de los compromisos adoptados en Durban fue la creación de un Mecanismo Global (Nuevo Mecanismo de Mercado) que debería estar listo para su firma en 2015 y para entrar en vigor en 2020.

- La Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que 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 (GEI) procedentes de los combustibles durante su ciclo de vida. Más concretamente establece la obligación a los suministradores finales de energía para el transporte (distribuidores comerciales) de reducir en 2020 obligatoriamente un 6% de GEI del ciclo de vida de los productos a la venta mediante tres vías: a) el uso de biocarburantes, b) el uso de combustibles alternativos y c) reducciones en la quema en antorcha (flaring) y venteo en los emplazamientos de exploración y producción.

El cálculo de las reducciones de GEI, que se deben alcanzar por parte de los suministradores europeos de combustible, se realizará mediante la implementación de una metodología de cálculo (artículo 7-A de la Directiva) que ha propuesto la Comisión Europea y que está siendo discutido entre todas las partes interesadas. La metodología propuesta establece un valor objetivo de huella de carbono único y común a toda Europa en 2020, independientemente del mix de combustibles de cada país.

El 14 de noviembre de 2012 entró en vigor la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/EU por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.

- A vendedores y/o distribuidores de energía: conseguir un ahorro energético de cuantía equivalente al 1,5% de sus ventas de energía, sobre sus clientes finales.
- La realización de auditorías energéticas a las grandes empresas, fomentándose la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía.

Por último, y con carácter más general, esta última Directiva 2012/27/EU y la Directiva 2009/30/CE forman parte de la política en materia de cambio climático y energía que la Unión Europea contempla para 2020 con una serie de ambiciosos objetivos (paquete legislativo 20-20-20):

- Reducir para 2020 las emisiones globales de gases de efecto invernadero de la Comunidad al menos un 20% respecto a los niveles de 1990, y un 30% siempre que otros países desarrollados se comprometan a realizar reducciones comparables.
- Aumentar el uso de energías renovables hasta el 20% de la producción total (que actualmente representan alrededor del 8,5%).
- Reducir el consumo energético en un 20% con respecto al nivel previsto para 2020 gracias a una mayor eficiencia energética.

Adicionalmente, en lo que respecta al resto de aspectos medio ambientales, se han presentado las siguientes novedades que podrían afectar a las operaciones e inversiones de Repsol en el futuro:

- En 2010 se aprobó la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales (DEI), que refunde en un único texto varias directivas anteriores:

Esta Directiva 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 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 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.

- A nivel nacional 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).

En la actualidad se encuentra en fase de consulta pública el anteproyecto de ley de modificación de la Ley 26/2007 de Responsabilidad Ambiental hasta febrero 2013. Entre las modificaciones propuestas por el anteproyecto destaca aquella relacionada con el procedimiento para la determinación de la garantía financiera, que llevaría a un proceso más ágil.

- 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. Además, en noviembre 2012 se ha aprobado la iniciativa Blueprint, con recomendaciones para proteger los recursos hídricos europeos. La iniciativa persigue asegurar el buen estado ecológico, sin poder dar una solución única para toda la UE debido a las diferentes realidades hídricas existentes. La lista de sustancias prioritarias que presentan un riesgo significativo para el medio acuático o a través de él, establecidas en esta Directiva cubría 33 sustancias, y en enero de 2012, la UE amplió esta lista con 15 sustancias adicionales. La Directiva relativa a normas de calidad ambiental fue transpuesta en España en enero de 2011 mediante el Real Decreto 60/2011.
- 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 fabricante 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”.

- La Comisión Europea ha propuesto una nueva normativa que garantizará que la producción de petróleo y gas en alta mar respete en toda la UE las normas más rigurosas del mundo en materia de seguridad, salud y medio ambiente. El proyecto de Reglamento fija normas que cubren el ciclo de vida entero de todas las actividades de prospección y producción, desde su diseño hasta el desmantelamiento final de una instalación de petróleo o gas. Bajo el control de las autoridades reguladoras nacionales competentes, el sector europeo tendrá que evaluar y seguir mejorando las normas de seguridad de las prospecciones en alta mar de forma periódica. Este nuevo planteamiento desembocará en una evaluación de riesgos europea que se actualizará permanentemente teniendo en cuenta las nuevas tecnologías, conocimientos técnicos y riesgos.
- En noviembre 2012 se ha publicado la Directiva 2012/33/UE sobre contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo en la cual se reduce el contenido en azufre permitido, siendo los límites más restrictivos en las zonas SECA (SOX Emission Control Areas, zonas adicionales de control de las emisiones de azufre, en concreto se trata del Mar del Norte y el Mar Báltico) que en el resto de superficie marítima. Estas limitaciones se aplican tanto a buques que inicien o finalicen el viaje en aguas europeas, como a todo buque que circule por éstas en algún momento de su trayecto.

## 36.5

### Emisiones de CO<sub>2</sub>

Durante los ejercicios 2012 y 2011 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 19 y 17 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 132 y 244 millones de euros. En 2013, primer año de la Fase III, la estimación de las asignaciones gratuitas de derechos de emisión, sin incluir la correspondiente a Gas Natural Fenosa, es de 8 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

En el ejercicio 2012 los derechos de emisión se han depreciado habiéndose registrado una provisión por pérdidas de valor por importe de 8 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 2011 se produjo una depreciación del valor de los derechos de emisión por valor de 110 millones de euros.

El resultado neto por la gestión de CO<sub>2</sub> ha ascendido a un ingreso de 6 millones de euros en 2012. En 2011 se registró un ingreso de 31 millones de euros. En los ejercicios 2012 y 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 incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo, 2012 fue 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 otro lado, la Compañía ha adquirido, tanto en ejercicios anteriores como en 2012, créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Adicionalmente, las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones han desarrollado y están ejecutando planes de ahorro energético y reducción de CO<sub>2</sub> con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III.

Durante 2012 la compañía no ha adquirido nuevos compromisos a largo plazo.

## 37

## Remuneración de los auditores

En el ejercicio 2012, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de auditoría en Repsol, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 4,7 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 1,5 y 0,3 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.

## 38

## Hechos posteriores

- El 27 de diciembre de 2012 se aprobó la Ley 16/2012, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica. Una de las medidas que incorpora la citada Ley es la posibilidad de efectuar una actualización de balances, de las sociedades españolas del grupo. Tal y como ha dictaminado el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, en su Resolución del 31 de enero de 2013, la actualización de balances en caso de efectuarse debe registrarse en las cuentas anuales de las compañías españolas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013. El impacto fiscal será imputable, igualmente, al ejercicio 2013. Actualmente, Repsol está evaluando los impactos que dicha actualización, tendrá sobre los estados financieros consolidados del Grupo. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2012 en los estados financieros consolidados no se incluye efecto alguno derivado de esta actualización.
- El 9 de enero de 2013, Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos por importe de 600 millones de euros (180 millones de euros teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo), a diez años, con un cupón anual del 3,875% y con un precio de emisión de los nuevos bonos del 99,139% de su valor nominal. La emisión se realizó dentro del programa Euro Medium Term Notes (EMTN), que la compañía renovó en noviembre de 2012. Adicionalmente, con fecha 14 de enero de 2013 Gas Natural Fenosa cerró una emisión de bonos en el mercado suizo por un importe de 250 millones de francos suizos (75 millones de francos suizos, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo), y vencimiento en febrero de 2019, con un cupón anual del 2,125%.
- El 24 de enero de 2013, Repsol Exploración Karabashky B.V. vendió la sociedad Eurotek a AR Oil and Gaz, B.V. (AROG) por un importe de 315 millones de dólares, sociedad que desde la fecha de su adquisición en diciembre de 2011 se clasificaba en el balance de situación como activo no corriente mantenido para la venta (ver Nota 12). Ésta venta, es el último hito del acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría la constitución de AROG y por el que el Grupo adquirió un 49% de AROG en el ejercicio 2012 (Ver Nota 31).
- En Venezuela, con efectos desde el 9 de febrero de 2013, se han establecido nuevos tipos de cambio del bolívar frente al dólar americano. El tipo de cambio hasta entonces vigente, de 4,30 bolívares por dólar, ha pasado a ser de 6,30 bolívares por dólar.  
El impacto inicial de la devaluación en los resultados netos del Grupo en 2013 se ha estimado en 158 millones de dólares.  
Se está evaluando el alcance de la nueva normativa y su impacto futuro sobre los negocios de Repsol en Venezuela. En cualquier caso, dado que dichos negocios tienen como moneda funcional el dólar, se prevé que tendrá un impacto positivo, en sus flujos de caja operativos.
- Con fecha 23 de febrero de 2013 se publicó el Real Decreto-ley 4/2013 de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, que recoge una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos dirigidas con el propósito de incrementar la competencia efectiva en el sector, destacándose las siguientes: (i) se profundiza en el régimen de supervisión de las instalaciones logísticas y de almacenamiento; (ii) se establecen medidas dirigidas a fomentar y simplificar la instalación de nuevas gasolineras en centros y zonas comerciales e industriales; (iii) se prohíben las cláusulas exclusivas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible; (iv) se reduce la duración de los contratos que se refiere el Real Decreto-Ley de suministro en exclusiva, a un año, prorrogables anualmente hasta 3 años por voluntad

del distribuidor; (v) se establece un plazo de un año para la adaptación de los contratos afectados por las anteriores modificaciones; (vi) se limita de manera transitoria, el crecimiento en número de instalaciones de venta de productos petrolíferos a los principales operadores de cada provincia (aquellos que dispongan de una cuota provincial en número de instalaciones superior al 30%); y (vii) se revisan a la baja los objetivos de mezcla de biocarburantes.

Se está evaluando el alcance de la nueva normativa y su impacto futuro sobre las operaciones del Grupo Repsol.

- El 26 de febrero de 2013 Repsol ha firmado un acuerdo con Shell para la venta de activos y negocios de gas natural licuado (GNL), que implica una valoración de los mismos de 6.653 millones de dólares.

La transacción incluye la participación del Grupo Repsol en las plantas de licuefacción en Trinidad y Tobago (Atlantic LNG) y en Perú (Perú LNG), los activos para el transporte de GNL (buques metaneros), las instalaciones de ciclo combinado en España (Bahía de Bizkaia Electricidad) y las actividades de trading y comercialización de GNL y gas natural. No se incluyen los negocios de GNL en Norteamérica (Canaport y actividades de transporte y comercialización) ni el proyecto de Angola.

La operación incluye también los activos y pasivos financieros asociados a los negocios transmitidos.

El precio global de la transacción ascendería a 4.400 millones de dólares. Se estima que la transmisión generará un resultado positivo antes de impuestos de aproximadamente 3.500 millones de dólares.

La efectividad de la venta está sometida a la obtención de las autorizaciones necesarias y al cumplimiento de las condiciones pactadas. Hasta ese momento, Repsol seguirá operando los activos objeto de la venta.

Como consecuencia de la transmisión de estos negocios, Repsol ajustará el valor contable de los activos y negocios de GNL en Norteamérica que no se incluyen en la operación. Aplicando criterios de máxima prudencia financiera, la provisión a registrar sería por un importe de aproximadamente 1.800 millones de dólares, antes de impuestos.

Cuentas Anuales Consolidadas  
Anexos

# Anexo I Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2012

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación <sup>(1)</sup>	DICIEMBRE 2012		DICIEMBRE 2011	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Patrimonial	% de Control <sup>(2)</sup>	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(4)</sup>
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda. (ASA)	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	–	–
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A. <sup>(5)</sup>	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	–	–
Agri Development, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	6,00	10,00	220	–
Air Miles España, S.A. <sup>(4)</sup>	España	Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	7	–
Akakus Oil Operation, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	–	–
Algaenergy, S.A.	España	Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,01	20,01	3	–
AR Oil & Gaz, B.V. (AROG)	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	49,01	49,01	–	–
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	–	–
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	–	–
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	24	9
Atlantic 1 Holdings, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	188	188
Atlantic 2/3 Holdings, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	108	108
Atlantic 4 Holdings, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	195	195
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	122	108
Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	218	195
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	220	188
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Generación de energía	I.P.	25,00	25,00	230	4
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. <sup>(6)</sup>	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	–	–
Benzirep-Vall	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	–	–
BP Trinidad & Tobago, LLC.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	519	131
BPRY Caribbean Ventures, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	131	946
C.L.H. Aviación, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	65	21
Caigeste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	–	–
Calio Holdings, LLC.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	16
Campsa Estaciones de Servicio, S.A. (CAMPASARED)	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	38	8
Canaport LNG Limited Partnership	Canadá	Regasificación de GNL	I.P.	75,00	75,00	94	–
Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A.	Venezuela	Otras actividades	P.E.	27,50	27,50	–	–
Carbon Black Española, S.A.	España	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	10	–
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	–
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	364	2
Caveant, S.A.	Argentina	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	48	–
Cogeneración Gequisa, S.A. (COGESA)	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	8	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A. (CARSA)	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	91,84	95,00	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARBUESA)	España	Remolcadores	I.G.	99,19	100,00	7	–

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación <sup>(1)</sup>	DICIEMBRE 2012		DICIEMBRE 2011	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Patrimonial	% de Control <sup>(2)</sup>	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(4)</sup>
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	162	84
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	–
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A. (DAOSA)	España	Comercialización de carburantes	I.P.	48,34	50,00	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A. (DIPESA)	España	Comercialización de carburantes	I.G.	82,17	85,00	–	–
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1	–
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	19	11
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Producción y comercialización de productos químicos	I.P.	50,01	50,01	28	17
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	49,99	49,99	90	36
Dynasol Gestión, S.A.	España	Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	1	–
Dynasol, LLC.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	31	–
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A. <sup>(5)</sup>	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	–	–
Enirepsa Gas Limited	Arabia Saudí	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	(12)	2
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	92,80	96,00	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	–	–
Euro 24, S.L.	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	–	–
Gas Natural SDG, S.A. <sup>(6)</sup>	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	I.P.	30,01	30,01	11.751	992
Gas Natural West Africa S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,00	100,00	4	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	22
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	9	3
Gestão e Administração de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda. - GESPOST	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	7	–
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	I.P.	48,34	50,00	49	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	18	–
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	–
Guará, B.V.	Holanda	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	267	–
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	11	12
Ibilek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Implantación y operación de un sistema de car-sharing eléctrico, actividades de difusión, ....	I.P.	50,00	100,00	–	–
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.P.	51,00	51,00	–	–
Kuosol Agrícola S.A.P.I. S.A. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	49,99	99,98	(1)	–
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	50,00	10	11
Kuosol Servicios S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	49,99	99,98	–	–
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.P.	33,36	33,36	10	11
Neol Biosolutions, S.A. <sup>(5)</sup>	España	Investigación y desarrollo de nuevos compuestos bioactivos	I.P.	50,00	50,00	–	–
Noroil, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	2	2
Occidental de Colombia Llc. <sup>(4)</sup>	Estados Unidos	Participa en activos exploratorios y productivos en Colombia.	I.P.	25,00	25,00	48	12
OJSC Eurotek	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	14	50
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.	Ecuador	Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	86	43
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. <sup>(4)</sup>	Islas Caimán	Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	119	78

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación <sup>(1)</sup>	DICIEMBRE 2012		DICIEMBRE 2011	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(2)</sup>	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(4)</sup>
Oleoducto Transandino Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,79	17,79	9	7
Orisol Corporación Energética, S.A.	España	Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	7	2
Pacífic LNG Bolivia, S.A.	Bolivia	Inactiva	P.E.	37,50	37,50	-	1
Perú Hunt Pipeline Development Company Llc. <sup>(4) (1)</sup>	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	44,68	44,68	104	104
Perú LNG Company, Llc. <sup>(4)</sup>	Estados Unidos	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	942	1.256
Perú LNG, S.R.L.	Perú	Producción y comercialización de hidrocarburos	P.E.	20,00	100,00	65	247
Petrocarabobo, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	38	-
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Refino	I.G.	85,98	85,98	735	121
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta <sup>(8)</sup>	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	744	4
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	2	17
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	177	-
Refinería La Pampilla, S.A.A. (RELAPASA)	Perú	Refino	I.G.	51,03	51,03	367	179
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Aprovisionamiento y transporte de gas	I.P.	65,01	100,00	3	2
Repsol - Produção de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Producción de electricidad	I.G.	66,67	66,67	-	-
Repsol Angola 22, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	10
Repsol Angola 35, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	48	48
Repsol Angola 37, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	60	60
Repsol Aruba, B.V. <sup>(5)</sup>	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y petróleo.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.070	210
Repsol Bulgaria, B.V. <sup>(5)</sup>	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y petróleo.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	464	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3	4
Repsol Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	626	463
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	3	-
Repsol Chile, S.A.	Chile	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	15	10
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (RCPP)	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	1.013	335
Repsol Comercial, S.C.A. (RECO SAC)	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	86	60
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	112	-
Repsol Cuba, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	2
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	-
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	2	-
Repsol E & P Bolivia, S.A. <sup>(1)</sup>	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	347	194
Repsol E & P Canada, Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	33
Repsol E & P Eurasia, Llc.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	(2)	-
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	140	26
Repsol E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.854	2.540
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	161	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	103	387
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	45	149

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación <sup>(1)</sup>	DICIEMBRE 2012		DICIEMBRE 2011	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(2)</sup>	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(4)</sup>
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	19	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
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	-	1
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(15)	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	5
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(16)	-
Repsol Exploración Liberia, B.V. <sup>(6)</sup>	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(37)	1
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	53	17
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	822	8
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	167	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	159	159
Repsol Exploración, S.A. <sup>(10)</sup>	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.240	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	-
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd. <sup>(5)</sup>	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y petróleo.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd. <sup>(5)</sup>	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y petróleo.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Norge, A.S.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	21
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	-	-
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,86	99,86	58	37
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	27	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	Financiera	I.G.	100,00	100,00	3	188
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.533	301
Repsol Investeringen, B.V.	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	714	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59	2
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	15	14
Repsol LNG Port Spain, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	354	-
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	(1)	-
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	14
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	117	5
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(28)	-
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	6	3
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural	P.E.	99,96	99,96	-	1

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación <sup>(1)</sup>	DICIEMBRE 2012		DICIEMBRE 2011	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(2)</sup>	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(4)</sup>
Repsol Mediación, Agente de Seguros Vinculado, S.L.U.	España	Correduría de Seguros	I.G.	96,67	100,00	2	-
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, B.V.	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(25)	-
Repsol New Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	99,97	100,00	2	2
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	(5)	-
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	(3)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	36	-
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	24
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	-
Repsol Overzee Financiën, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	277	129
Repsol Perú, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	199	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	2.191	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	212	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	468	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	121	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	30	33
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	60,01	100,00	5.067	4.700
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	I.P.	60,01	60,01	6.509	6.403
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo	I.G.	100,00	100,00	326	-
Repsol Trading USA Corporation <sup>(5)</sup>	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	200	-
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	8	8
Repsol USA Holdings Corporation <sup>(6)</sup>	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.862	2.704
Repsol Venezuela Gas, S.A. <sup>(4)</sup>	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	150	-
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	2
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Saneco <sup>(5)</sup>	Rusia	Exploración y producción de crudo	I.P.	49,01	100,00	-	-
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A. (SEMAPESA)	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A. (SESENA)	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	-
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial	I.P.	49,99	50,00	12	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C.	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	-
SKSOL Lube Base Oils, S.A. <sup>(5)</sup>	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	I.P.	29,99	30,00	-	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. (SABA)	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-
Sociedade Açoreana de Armazenagem de Gas, S.A. (SAAGA)	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	5	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	P.E.	43,69	45,00	9	15
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	42	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	2	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación <sup>(1)</sup>	DICIEMBRE 2012		DICIEMBRE 2011	
				% Participación Total		Millones de euros	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(2)</sup>	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(4)</sup>
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	25	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
TNO (Tafnefteltdacga) <sup>(5)</sup>	Rusia	Exploración y producción de crudo	I.P.	49,01	100,00	-	-
Transierra, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	269	68
Transportadora de Gas de Perú, S.A.	Perú	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	22,38	356	161
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	11	11
Tucunaré Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	24	24
Vía Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
Windplus, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	I.P.	30,95	30,95	-	-
YPFB Andina, S.A. <sup>(6)</sup>	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	953	215
Zhambai Limited Liability Partnership	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	(12)	-

<sup>(1)</sup> Método de consolidación:

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

<sup>(2)</sup> Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial.

<sup>(3)</sup> 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 2011), 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).

<sup>(4)</sup> Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas.

<sup>(5)</sup> Sociedades constituidas en el ejercicio 2012.

<sup>(6)</sup> 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](http://www.portal.gasnatural.com)).

<sup>(7)</sup> Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2012.

<sup>(8)</sup> Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de diciembre de 2009.

<sup>(9)</sup> Esta sociedad cuenta con un sucursal domiciliada en Liberia.

<sup>(10)</sup> Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán

<sup>(11)</sup> Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, Ltd., sociedad domiciliada en las Islas Caimán.

## Anexo I b Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.2012			31.12.2011		
					Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total		Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(5)</sup>		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(5)</sup>
YPF, S.A. <sup>(1)</sup>	Argentina	Repsol, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12	(1)	(1)	(1)	I.G.	57,43%	57,43%
A&C Pipeline Holding	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	20,67%	36,00%
A-EVANGELISTA CONSTRUÇÕES E SERVIÇOS, LTDA.	Brasil	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
A-Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	INVERSORA DOCK SUD, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	24,86%	86,15%
CLH Holdings Inc.	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Compañía Mega, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	21,82%	38,00%
Gas Argentino, S.A.	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	26,03%	45,33%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
Gasoducto del Pacífico Cayman S.A.	Islas Caiman		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	27,69%	36,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	9,57%	16,66%
Gateway Coal Company	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	24,61%	42,86%
Maxus (US) Exploration Company	Argentina	MAXUS ENERGY CORPORATION	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
MAXUS ENERGY CORPORATION	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Guyana	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Maxus International Energy Co	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Metrogás, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	18,22%	70,00%
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	17,23%	30,00%
Oleoducto Trasandino Argentina, S.A.	Argentina	A & C Pipeline Holding	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	20,98%	100,00%
Oleoductos del Valle, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	21,25%	37,00%
Operadora de Estaciones de Servicio S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	99,85%
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	25,84%	45,00%
Poligás Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	29,00%	50,49%
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
Refinerías del Norte, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	19,04%	33,15%
Tierra Solutions Inc.	Argentina	CLH Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Holdings Inc.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF International, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
AESA Perú, S.A.C.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Services USA Corporation	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Servicios Petroleros, S.A.	Argentina	YPF, S.A./YPF services USA Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo LTDA.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Civeny, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
Bizoy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
Eleran Inversiones 2011. S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Chile, S.A.	Argentina	Eleran Inversiones 2011. S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	100,00%	100,00%
A-Evangelista ingeniería y construcciones Bolivia S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	99,99%	99,99%



Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.2012			31.12.2011		
					Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total		Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(5)</sup>		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(5)</sup>
YPF Gas, S.A. <sup>(2)</sup>	Argentina	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12	(2)	(2)	(2)	I.G.	85,00%	85,00%
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	52,70%	62,00%
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	42,50%	50,00%
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	57,43%	100,00%
ZAO EUROTEK-YAMAL	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	may-12				I.G.	100,00	100,00
OOO Eurotek-ND	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	may-12				I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.G.	100,00	100,00			
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.P.	30,95	30,95			
NEOL Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.P.	50,00	50,00			
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	jul-12				I.G.	100,00	100,00
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	jul-12				I.P.	45,00	45,00
OOO Eurotek-YuKh	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	ago-12				I.G.	100,00	100,00
AR Oil & Gaz B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	ago-12	I.P.	49,01	49,01			
Amodaimi Oil Company Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	sep-12				I.G.	100,00	100,00
Saneco	Rusia	Arog, B.V.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	sep-12	I.P.	49,01	100,00			
Sksol Lube Base Oils, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.P.	30,00	30,00			
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	dic-12	I.G.	96,67	100,00	I.G.	67,67	70,00
TNO (Tafnefteotdacha)	Rusia	AR Oil & Gaz B.V.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	dic-12	I.P.	49,01	100,00			
Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Namibia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Australia PTY Ltd.	Australia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Aruba, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Bulgaria, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Sociedades del Grupo Gas natural (varias) <sup>(3)</sup>		Gas Natural SDG, S.A.								

<sup>(1)</sup> Tras la pérdida de control YPF, S.A. y la expropiación del 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 6,43% sobre el cual el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Adicionalmente, también puede ejercer los derechos correspondientes al 5,38% que se adquirieron por la ejecución de las garantías relacionadas con los préstamos concedidos por Repsol a Petersen para la adquisición de su participación en YPF, S.A. (ver Nota 5). Las sociedades dependientes de YPF, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo desde la pérdida de control sobre YPF, S.A.

<sup>(2)</sup> Tras la pérdida de control YPF Gas, S.A. y la expropiación de 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 33,997% sobre el cual el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Las sociedades dependientes de YPF Gas, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo desde la pérdida de control sobre YPF Gas, S.A.

<sup>(3)</sup> En el ejercicio 2012 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.

<sup>(4)</sup> Método de consolidación:

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

<sup>(5)</sup> 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 2011

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.2011			31.12.2010		
					Método de Consolidación <sup>(2)</sup>	% Participación Total		Método de Consolidación <sup>(2)</sup>	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(3)</sup>		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control <sup>(3)</sup>
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 Polimeros 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) <sup>(1)</sup>		Gas Natural SDG, S.A.								

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

<sup>(3)</sup> Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

## Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente a 31 de diciembre de 2012

Nombre	Participación (%) <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Angola</b>			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd.	Exploración
<b>Argelia</b>			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Cassi-Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
M'Sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
<b>Bolivia</b>			
Bloque San Alberto <sup>(2)</sup>	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio <sup>(2)</sup>	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo <sup>(2)</sup>	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
Planta de Compresión de Gas Rio Grande	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
<b>Brasil <sup>(3)</sup></b>			
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
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canada Ltd.	Regasificación de LNG
<b>Colombia</b>			
Cosecha <sup>(4)</sup>	70,00%	Occidental de Colombia Llc.	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC11	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Abandono
Guadal	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
Cravo Norte	22,50%	Occidental de Colombia Llc.	Producción
Chipirón	35,00%	Occidental de Colombia Llc.	Producción
Rondon	25,00%	Occidental de Colombia Llc.	Producción

Nombre	Participación (%) <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Ecuador</b>			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y producción
<b>España</b>			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo <sup>(5)</sup>	100,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón <sup>(6)</sup>	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca <sup>(6)</sup>	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón <sup>(6)</sup>	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II <sup>(5)</sup>	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I <sup>(5)</sup>	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca <sup>(5)</sup>	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares <sup>(5)</sup>	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo <sup>(6)</sup>	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Morcín - 1 <sup>(5)</sup>	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Rodaballo <sup>(6)</sup>	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Villaviciosa <sup>(5)</sup>	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
<b>Guinea Ecuatorial</b>			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea, S.A.	Exploración
<b>Indonesia</b>			
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia Llc.	Exploración y producción
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula Llc.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y producción
<b>Irlanda</b>			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda S.A.	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
<b>Liberia</b>			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Bloque 16	52,38%	Repsol Exploración Liberia B.V.	Exploración
Bloque 17	52,38%	Repsol Exploración Liberia B.V.	Exploración
<b>Libia</b>			
Epsa IV NC115	25,20%	Akacus Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186	19,84%	Akacus Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Exploración	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
<b>Marruecos</b>			
Tánger Larrache <sup>(6)</sup>	88,00%	Repsol Exploración Marruecos, S.A.	Exploración

Nombre	Participación (%) <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
<b>Namibia</b>			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
<b>Noruega</b>			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
<b>Omán</b>			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	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)
<b>Portugal</b>			
Peniche	90,00%	Repsol Exploración, S.A.	Exploración
Algarve	15,00%	Petrobras	Exploración
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad</b>			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Exploración y producción

<sup>(1)</sup> Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

<sup>(2)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de YPF Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.

<sup>(3)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

<sup>(4)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia Llc., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

<sup>(5)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%.

<sup>(6)</sup> 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 2011

Nombre	Participación (%) <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Argelia</b>			
Gassi-Chergui <sup>(6)</sup>	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
<b>Argentina</b>			
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
<b>Bolivia</b>			
Bloque San Alberto <sup>(2)</sup>	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio <sup>(2)</sup>	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo <sup>(2)</sup>	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
<b>Brasil <sup>(3)</sup></b>			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BMES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd.	Regasificación de LNG

Nombre	Participación (%) <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Colombia</b>			
Cosecha <sup>(4)</sup>	70,00%	Occidental de Colombia, Ll.c.	Desarrollo
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración y producción
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cayos 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
<b>Cuba</b>			
Bloques 25-36	40,00%	Repsol YPF Cuba, S.A.	Exploración y producción
<b>Ecuador</b>			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
<b>España</b>			
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 <sup>(4)</sup>	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca <sup>(4)</sup>	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón <sup>(4)</sup>	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 <sup>(4)</sup>	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo <sup>(4)</sup>	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia-Siroco <sup>(4)</sup>	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo <sup>(4)</sup>	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
Morcín 1 <sup>(4)</sup>	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa <sup>(4)</sup>	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I <sup>(4)</sup>	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II <sup>(4)</sup>	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares <sup>(4)</sup>	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca <sup>(4)</sup>	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
<b>Guinea Ecuatorial</b>			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
<b>Indonesia</b>			
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 Ll.c.	Exploración
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula Ll.c.	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
<b>Libia</b>			
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 Africa) Ltd.	E&P

Nombre	Participación (%) <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Marruecos</b>			
Tanger Larache <sup>(4)</sup>	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
<b>Noruega</b>			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
<b>Omán</b>			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	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 Ll.c. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú Ll.c. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú Ll.c. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos (abandono)
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad</b>			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas B.V.	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Exploración y producción

<sup>(1)</sup> Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

<sup>(2)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de YPFB Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.

<sup>(3)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

<sup>(4)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia Ll.c., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

<sup>(5)</sup> Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%.

<sup>(6)</sup> 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 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, S.A.

### D. Antonio Brufau Niubó

**Cargos:**

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

**Participaciones:**

Gas Natural SDG, S.A.: 81.139 acciones

**Participaciones personas vinculadas:**

Gas Natural SDG, S.A.: 1.086 acciones

### D. Isidro Fainé Casas

**Participaciones:**

Gas Natural SDG, S.A.: 113.655 acciones

### D. José Manuel Loureda Mantiñán

**Cargos:**

Presidente de Valoriza Gestión, S.A.

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.: 156 acciones

### Pemex Internacional España, S.A.

La entidad matriz de Pemex Internacional España, S.A., Petróleos Mexicanos, es una entidad con personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal mexicana en los términos previstos en la propia legislación mexicana.

### D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

**Cargos:**

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Consejero de Repsol – Gas Natural LNG,

**Participaciones:**

Gas Natural SDG, S.A.: 18.156 acciones

**Participaciones personas vinculadas:**

Gas Natural SDG, S.A.: 998 acciones

Iberdrola, S.A.: 359 acciones