

**CUENTAS ANUALES DE REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES  
PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL  
YPF (GRUPO CONSOLIDADO)  
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2009**

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2008**

<b>ACTIVO</b>	Nota	Millones de euros	
		<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008<sup>(*)</sup></b>
Inmovilizado Intangible:		6.818	4.283
a) Fondo de Comercio	6	4.733	3.055
b) Otro inmovilizado intangible	7	2.085	1.228
Inmovilizado material	8	31.900	26.094
Inversiones inmobiliarias	9	35	31
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	11	531	525
Activos financieros no corrientes	13	1.732	2.465
Activos por impuesto diferido	25	2.021	1.530
Otros activos no corrientes		273	276
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>43.310</b>	<b>35.204</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	12	746	163
Existencias	14	4.233	3.641
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		6.773	6.636
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	13	4.644	4.228
b) Otros deudores	13	1.909	2.164
c) Activos por impuesto corriente		220	244
Otros activos financieros corrientes	13	713	498
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	13	2.308	2.922
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>14.773</b>	<b>13.860</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>58.083</b>	<b>49.064</b>

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

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2008**

<b>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	Nota	Millones de euros	
		<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008 (*)</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital		1.221	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		-	(241)
Resultados de ejercicios anteriores		12.619	11.427
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		1.559	2.555
Dividendo a cuenta		(519)	(634)
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>15</b>	<b>21.555</b>	<b>21.003</b>
Activos financieros disponibles para la venta		2	(7)
Operaciones de cobertura		(120)	(150)
Diferencias de conversión		(1.486)	(1.012)
<b>AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR</b>	<b>15</b>	<b>(1.604)</b>	<b>(1.169)</b>
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE</b>	<b>15</b>	<b>19.951</b>	<b>19.834</b>
<b>INTERESES MINORITARIOS</b>	<b>15</b>	<b>1.440</b>	<b>1.170</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>		<b>21.391</b>	<b>21.004</b>
Subvenciones	22	124	108
Provisiones no corrientes	20-21	3.097	2.718
Pasivos financieros no corrientes:	17	15.411	10.432
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		15.268	10.118
b) Otros pasivos financieros		143	314
Pasivos por impuesto diferido	25	3.395	2.559
Otros pasivos no corrientes	22-23	2.672	1.451
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>24.699</b>	<b>17.268</b>
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	12	185	12
Provisiones corrientes	20-21	282	439
Pasivos financieros corrientes:	17	3.499	1.853
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		3.433	1.807
b) Otros pasivos financieros		66	46
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.027	8.488
a) Proveedores	24	3.491	3.174
b) Otros acreedores	24	4.127	5.024
c) Pasivos por impuesto corriente	24	409	290
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		<b>11.993</b>	<b>10.792</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>		<b>58.083</b>	<b>49.064</b>

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

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008**

	<b>Millones de euros</b>	
	<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008<sup>(*)</sup></b>
Nota	<b>Importe</b>	<b>Importe</b>
Ventas	45.827	58.475
Ingresos prestación servicios y otros ingresos	1.450	1.893
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	94	(274)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado	371	183
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	22	16
Otros ingresos de explotación	1.274	1.416
<b>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>27</b>	<b>49.032</b>
Aprovisionamientos	(31.433)	(41.395)
Gastos de personal	(2.087)	(2.023)
Otros gastos de explotación	(8.503)	(10.023)
Amortización del inmovilizado	(3.620)	(3.115)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado	(145)	(135)
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>27</b>	<b>(45.788)</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>3.244</b>
Ingresos Financieros	173	230
Gastos financieros	(1.012)	(805)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	192	(22)
Diferencias de cambio	148	53
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	31	-
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>28</b>	<b>(468)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>		<b>2.776</b>
Impuesto sobre Beneficios	25	(1.861)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	11	66
<b>Resultado procedente de operaciones continuadas</b>		<b>1.732</b>
<b>Resultado procedente de operaciones interrumpidas</b>		<b>12</b>
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>		<b>1.744</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(185)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>1.559</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estas Cuentas de Pérdidas y Ganancias consolidadas.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2009 y 2008**

	Millones de euros	
	<u>31/12/2009</u>	<u>31/12/2008 (*)</u>
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)</b>	<b>1.744</b>	<b>2.681</b>
<b>INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:</b>		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	51	(75)
Por coberturas de flujos de efectivo	(12)	(147)
Diferencias de conversión	(427)	323
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	14	-
Entidades valoradas por el método de la participación	4	-
Efecto impositivo	(157)	204
<b>TOTAL</b>	<b>(527)</b>	<b>305</b>
<b>TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:</b>		
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(30)	(1)
Por coberturas de flujos de efectivo	44	9
Diferencias de conversión	(1)	8
Efecto impositivo	(7)	(4)
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>12</b>
<b>TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS</b>	<b>1.223</b>	<b>2.998</b>
a) Atribuidos a la entidad dominante	1.032	2.812
b) Atribuidos a intereses minoritarios	191	186

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de Ingresos y Gastos Reconocidos consolidados.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

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

**Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008**

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios					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	Ajustes por cambios de valor			
<b>Saldo final al 31/12/2007</b>	<b>1.221</b>	<b>15.524</b>	<b>4</b>	<b>3.188</b>	<b>(1.426)</b>	<b>18.511</b>	<b>651</b>	<b>19.162</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo inicial ajustado</b>	<b>1.221</b>	<b>15.524</b>	<b>4</b>	<b>3.188</b>	<b>(1.426)</b>	<b>18.511</b>	<b>651</b>	<b>19.162</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos (*)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.555</b>	<b>257</b>	<b>2.812</b>	<b>186</b>	<b>2.998</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>								
Distribución de dividendos	-	(1.242)	-	-	-	(1.242)	(391)	(1.633)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	(245)	-	-	(245)	-	(245)
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>								
Pagos basados en instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	3.188	-	(3.188)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(2)	-	-	-	(2)	724	722
<b>Saldo final al 31/12/2008 (*)</b>	<b>1.221</b>	<b>17.468</b>	<b>(241)</b>	<b>2.555</b>	<b>(1.169)</b>	<b>19.834</b>	<b>1.170</b>	<b>21.004</b>
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo inicial ajustado</b>	<b>1.221</b>	<b>17.468</b>	<b>(241)</b>	<b>2.555</b>	<b>(1.169)</b>	<b>19.834</b>	<b>1.170</b>	<b>21.004</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>1.559</b>	<b>(535)</b>	<b>1.032</b>	<b>191</b>	<b>1.223</b>
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>								
Distribución de dividendos	-	(1.153)	-	-	-	(1.153)	(208)	(1.361)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(11)	241	-	-	230	-	230
Incrementos / (Reducciones) por combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	286	286
<b>Otras variaciones de patrimonio neto</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.455	-	(2.555)	100	-	-	-
Otras variaciones	-	8	-	-	-	8	1	9
<b>Saldo final al 31/12/2009</b>	<b>1.221</b>	<b>18.775</b>	<b>-</b>	<b>1.559</b>	<b>(1.604)</b>	<b>19.951</b>	<b>1.440</b>	<b>21.391</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de Cambios en el Patrimonio Neto consolidados.

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

**Repsol YPF, S.A. y sociedades participadas que componen el Grupo Repsol YPF**  
**Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios terminados**  
**al 31 de diciembre de 2009 y 2008**

En millones de euros

	Notas	31/12/2009	31/12/2008 (*)
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b>		<b>2.776</b>	<b>4.476</b>
<b>Ajustes de resultado</b>		<b>3.973</b>	<b>3.645</b>
Amortización del inmovilizado		3.620	3.115
Otros ajustes del resultado (netos)		353	530
<b>Cambios en el capital corriente</b>		<b>(590)</b>	<b>1.266</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>		<b>(1.394)</b>	<b>(2.648)</b>
Cobros de dividendos		86	110
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.168)	(2.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(312)	(359)
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación</b>		<b>4.765</b>	<b>6.739</b>
<b>Pagos por inversiones:</b>	<b>6-9 y 30</b>	<b>(9.003)</b>	<b>(5.597)</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		(4.463)	(99)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(4.348)	(4.925)
Otros activos financieros		(192)	(573)
<b>Cobros por desinversiones:</b>	<b>31</b>	<b>1.093</b>	<b>1.045</b>
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.		413	920
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		373	102
Otros activos financieros		307	23
<b>Otros flujos de efectivo</b>		<b>56</b>	<b>(128)</b>
<b>Flujos de Efectivo de las actividades de inversión</b>		<b>(7.854)</b>	<b>(4.680)</b>
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:</b>	<b>15</b>	<b>230</b>	<b>(245)</b>
Adquisición		-	(245)
Enajenación		230	-
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero</b>	<b>17</b>	<b>4.665</b>	<b>413</b>
Emisión		10.618	3.465
Devolución y amortización		(5.953)	(3.052)
<b>Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio</b>	<b>15</b>	<b>(1.935)</b>	<b>(1.608)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de financiación</b>		<b>(455)</b>	<b>(316)</b>
Pagos de intereses		(776)	(632)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		321	316
<b>Flujos de Efectivo de las actividades de financiación</b>		<b>2.505</b>	<b>(1.756)</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(30)	34
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		(614)	337
<b>Efectivo y equivalentes al inicio del periodo</b>	<b>13</b>	<b>2.922</b>	<b>2.585</b>
<b>Efectivo y equivalentes al final del periodo</b>	<b>13</b>	<b>2.308</b>	<b>2.922</b>
<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>31/12/2009</b>	<b>31/12/2008</b>
(+) Caja y bancos		1.079	1.330
(+) Otros activos financieros		1.229	1.592
<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO</b>		<b>2.308</b>	<b>2.922</b>

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de Flujos de Efectivo

(\*) Para facilitar la comparación con el ejercicio 2009, los datos correspondientes a 2008 incluyen las modificaciones necesarias con respecto a los incluidos en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2008 (ver nota 3).

# REPSOL YPF, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE COMPONEN EL GRUPO REPSOL YPF

## MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2009

### INDICE

(1)	INFORMACIÓN GENERAL.....	11
(2)	MARCO REGULATORIO .....	12
(3)	BASES DE PRESENTACIÓN .....	22
(4)	POLÍTICAS CONTABLES.....	27
4.1)	Clasificación de los activos y pasivos entre corrientes y no corrientes .....	27
4.2)	Compensación de saldos y transacciones.....	27
4.3)	Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera.....	28
4.4)	Fondo de comercio.....	28
4.5)	Otro inmovilizado intangible .....	28
4.6)	Inmovilizado material .....	30
4.7)	Inversiones inmobiliarias .....	34
4.8)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas .....	34
4.9)	Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio .....	35
4.10)	Activos financieros corrientes y no corrientes .....	36
4.11)	Existencias .....	37
4.12)	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes .....	38
4.13)	Beneficio por acción .....	38
4.14)	Pasivos financieros.....	38
4.15)	Provisiones.....	38
4.16)	Pensiones y obligaciones similares .....	39
4.17)	Subvenciones .....	40
4.18)	Ingresos diferidos .....	40
4.19)	Arrendamientos.....	40
4.20)	Impuesto sobre beneficios.....	41
4.21)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	42
4.22)	Operaciones con derivados financieros.....	43
4.23)	Metodología para la estimación del valor recuperable.....	45

4.24)	Nuevos estándares emitidos .....	46
(5)	<b>ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES .....</b>	<b>47</b>
(6)	<b>FONDO DE COMERCIO.....</b>	<b>48</b>
(7)	<b>OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE .....</b>	<b>50</b>
(8)	<b>INMOVILIZADO MATERIAL.....</b>	<b>52</b>
(9)	<b>INVERSIONES INMOBILIARIAS.....</b>	<b>53</b>
(10)	<b>PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS .....</b>	<b>54</b>
(11)	<b>INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....</b>	<b>54</b>
(12)	<b>ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS .....</b>	<b>56</b>
(13)	<b>ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....</b>	<b>58</b>
(14)	<b>EXISTENCIAS.....</b>	<b>63</b>
(15)	<b>PATRIMONIO NETO .....</b>	<b>64</b>
(16)	<b>DIVIDENDOS .....</b>	<b>68</b>
(17)	<b>PASIVOS FINANCIEROS .....</b>	<b>69</b>
(18)	<b>GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL .....</b>	<b>74</b>
18.1)	<b>Gestión de riesgos financieros .....</b>	<b>74</b>
18.2)	<b>Gestión del capital.....</b>	<b>79</b>
(19)	<b>OPERACIONES CON DERIVADOS .....</b>	<b>80</b>
19.1)	<b>Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.....</b>	<b>81</b>
19.2)	<b>Coberturas de Flujo de Efectivo .....</b>	<b>85</b>
19.3)	<b>Coberturas de Inversión Neta .....</b>	<b>88</b>
19.4)	<b>Otras operaciones con derivados .....</b>	<b>90</b>
(20)	<b>PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....</b>	<b>94</b>
(21)	<b>PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL.....</b>	<b>95</b>
(22)	<b>SUBVENCIONES Y OTROS PASIVOS NO CORRIENTES.....</b>	<b>101</b>
(23)	<b>DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO.....</b>	<b>101</b>
(24)	<b>ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....</b>	<b>102</b>
(25)	<b>SITUACIÓN FISCAL .....</b>	<b>103</b>
(26)	<b>NEGOCIOS CONJUNTOS .....</b>	<b>107</b>
(27)	<b>INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN .....</b>	<b>108</b>
(28)	<b>INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS .....</b>	<b>109</b>
(29)	<b>INFORMACIÓN POR SEGMENTOS.....</b>	<b>109</b>
(30)	<b>COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN .....</b>	<b>112</b>
(31)	<b>DESINVERSIONES .....</b>	<b>116</b>

(32)	<b>INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS .....</b>	<b>119</b>
(33)	<b>INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....</b>	<b>121</b>
(34)	<b>PLANTILLA .....</b>	<b>126</b>
(35)	<b>PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS.....</b>	<b>126</b>
(36)	<b>INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....</b>	<b>141</b>
36.1)	Activos Ambientales .....	141
36.2)	Provisiones Ambientales.....	142
36.3)	Gastos Ambientales.....	142
36.4)	Actuaciones futuras.....	143
36.5)	Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	145
(37)	<b>REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES.....</b>	<b>146</b>
(38)	<b>HECHOS POSTERIORES .....</b>	<b>146</b>

## (1) **INFORMACIÓN GENERAL**

Repsol YPF, S.A. y las sociedades que componen el Grupo Repsol YPF (en adelante “Repsol YPF”, “Grupo Repsol YPF” o “Grupo”) configuran un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987. Las 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 refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en diversos países, principalmente, en España y Argentina.

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

Repsol YPF, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 3893, folio 175, hoja número M-65289, inscripción 63<sup>a</sup>. Está provista de C.I.F. n° A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

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

Repsol YPF S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas aprobado por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre de 1989, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

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

Estas cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2009, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. en su reunión de fecha 24 de febrero de 2010, 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 2008 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de mayo de 2009.

## (2) MARCO REGULATORIO

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

### **España**

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

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

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

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

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

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

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 Comunidades Europeas (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

#### *Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo*

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

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

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

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

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

Mediante Orden ITC/1858/2008 de 26 de junio se ha actualizado 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. El Gobierno español, mediante Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, ha modificado la fórmula de determinación automática del precio máximo señalado por la Orden ITC/1858/2008 de 26 de junio, para proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales.

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

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

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

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

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

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

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

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

#### *Existencias mínimas de seguridad*

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de

seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). Dicho Real Decreto incrementa el número de días de existencias mínimas de seguridad que pasa de 90 a 92 días obligatorios a partir del 1 de enero de 2010.

El órgano competente de la Administración designado para la inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación es la CORES.

## **Argentina**

### *Exploración y Producción*

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

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

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

En octubre de 2004, la Ley No. 25.943 creó la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima (“ENARSA”). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos 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.

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

En octubre de 2006 mediante la Ley N° 26.154 se creó un régimen 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.

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

#### *Gas Natural*

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

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

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

#### *Refino*

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

Por Decreto 2014/2008 se crea el programa “Refinación Plus” destinado a fomentar la producciones 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.

#### *Regulación del Mercado*

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

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado con la intención de asegurar el adecuado abastecimiento de gas natural al mercado local. Dicho Programa fue sustituido por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el “Programa”) aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaria de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los

productores) podrían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino (“Requerimientos de Inyección Adicional”). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas las “Restricciones”).

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

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

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

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

En julio de 2009 Gobierno y productores de gas natural firmaron un acuerdo por el que se fijan los precios del gas natural en boca de pozo y se fija un incremento en el precio a partir de agosto 2009 a percibir por los Productores por sus ventas al

segmento residencial.

Mediante Resolución No. SE 24/2008, modificada por la Resolución SE 1031/2008, se crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". El gas natural producido bajo este programa Gas Plus para incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, "tight gas", etcétera. El gas natural producido bajo este programa Gas Plus no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, 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.

#### *Gas Licuado de Petróleo (GLP)*

La Ley N° 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP. En octubre de 2008 la Secretaría de Energía ratificó el Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP en el mercado local, cuya vigencia ha sido prorrogada en octubre de 2009 hasta finales de 2010.

#### **Venezuela**

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula el proceso de migración de los antiguos convenios operativos a empresas mixtas. El 20 de junio de 2006 el Ministerio de Energía y Petróleo aprobó la constitución de la empresa mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de PDVSA del 60%. En la misma fecha, se aprobó el otorgamiento directo de la Licencia de Explotación de Gas Natural no Asociado a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., con una participación del 60% de Repsol y del 40% de PDVSA. En Marzo de 2007 se otorgó la licencia de gas.

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. Este derecho ha sido finalmente transferido por el Ejecutivo Nacional mediante el Decreto Presidencial N° 7.121, publicado el 15 de diciembre de 2009. Se espera culminar el proceso de incorporación de Barúa-Motatán en el primer trimestre de 2010 (ver nota 38).

#### **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, Repsol suscribió con YPFB un Contrato de Compraventa de Acciones, así como el correspondiente Acuerdo de Accionistas, en

virtud del cual se efectuó la transferencia a favor de YPFB del 1,08% del Capital Social de YPFB Andina.

Este Acuerdo de Accionistas 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) el Acuerdo dispone ciertas “Resoluciones Consensuadas” a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol y YPFB.

#### *Contratos de Operación*

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Posteriormente, en abril de 2008 se emitieron normas que (i) establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento, aprobación y publicación por parte de YPFB de los Costos Recuperables en el marco de los Contratos de Operación (Decreto Supremo No. 29504) y (ii) que adecuaron la normativa relativa a la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación, al marco establecido en los Contratos de Operación (Decreto Supremo No. 29528). Por otra parte, en cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos para las distintas áreas en las que opera; estos acuerdos establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB. Asimismo, en la misma fecha, Repsol YPF E&P Bolivia S.A. suscribió con YPFB los Procedimientos de Pago, los cuales establecen el mecanismo y forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en el Contrato de Operación.

Por otra parte, con relación a estos Contratos, en fecha 14 de octubre de 2009, se emitió el Decreto Supremo No. 0329 del 14 de octubre de 2009, por el cual se aprueba el Reglamento de Licitaciones para Operaciones Petroleras en el marco de los Contratos de Operación. Este Reglamento, tiene por objeto regular los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

A la fecha de elaboración de estas cuentas anuales se mantienen algunos aspectos pendientes de resolución relacionados con los Contratos de Operación así como el cumplimiento de obligaciones anteriores a los mismos que aún no han sido reglamentados. Entre dichos aspectos pendientes destacan el proceso de liquidación y conciliación de cuentas con YPFB así como la formalización del medio de pago del IVA de la Retribución del Titular el cual, en diciembre de 2008, fue reconocido y pagado por YPFB mediante Notas de Crédito Fiscal (títulos valores negociables).

#### *Nueva 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, establece que:

(i) Los hidrocarburos, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, (ii) por ser propiedad del pueblo boliviano, 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, (iii) el Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización (iv) la totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será del Estado (v) el Estado definirá la política de hidrocarburos y promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, garantizará la soberanía energética (vi) YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización (vii) YPFB no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresamente, directa o indirectamente, autorizando a YPFB a suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios (viii) YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

Repsol entiende que, con anterioridad a su incorporación a la nueva Constitución, la mayoría de estas disposiciones estaban plenamente vigentes a través de la Ley de Hidrocarburos 3058 y el Decreto de Nacionalización N° 28701. Con relación a los Contratos de Operación, si bien podrían enmarcarse en la disposición constitucional, deberá esperarse al tratamiento que reciban en una ley especial, por ejemplo una nueva ley de hidrocarburos o también una ley que podría ratificar los contratos de operación mediante ley específica.

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

#### *Otras disposiciones*

En fecha 22 de mayo de 2009, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía emitió la Resolución Ministerial No. 101/2009, que aprueba el cronograma de readecuación de planes de producción y transporte de YPFB. Según el Cronograma establecido en esta Resolución, la presentación de los planes de desarrollo y transporte se realizó en fecha 29 de noviembre de 2009.

Finalmente, mediante la Resolución Ministerial No. 291/2009 del 29 de octubre de 2009, se modifica la prioridad de la asignación de los volúmenes de hidrocarburos a los mercados, estableciendo el siguiente orden de prelación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación comprometido al Brasil para el Contrato suscrito con YPFB y Petrobrás (3) Mercado de Exportación comprometido a la Argentina para el Contrato suscrito entre YPFB y Enarsa (4) otros contratos de comercialización suscritos con posterioridad a los antes mencionados y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

#### **Ecuador**

El 29 de marzo de 2006, mediante la Ley N° 2006-42, Ecuador exigió a las contratistas de los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos el pago de al menos un 50% de los llamados “excedentes de precio del petróleo crudo”, es decir, de la diferencia entre el valor de la participación de cada contratista, de acuerdo con el precio del petróleo al momento de la firma del contrato (calculado en base al promedio mensual de precio de venta y expresado a

valores constantes), y su valor de acuerdo con el precio del petróleo al momento de su venta por parte de las contratistas. Con posterioridad, el Decreto Ejecutivo N° 662, del 4 de octubre de 2007, que modifica el Decreto Ejecutivo 1.672, incrementó la citada participación del Estado sobre los mencionados excedentes del precio del petróleo crudo hasta el 99%.

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, disconformes con la aplicación de este nuevo gravamen, presentaron ante el CIADI una solicitud de arbitraje internacional al amparo del Contrato de Participación. El importe total pagado por el consorcio contratista bajo protesto, hasta el mes de marzo de 2008, con relación a la aplicación de la Ley 2006-42, fue de 591,5 millones de dólares (425 millones de euros), importe por el que Repsol y los demás miembros del consorcio contratista reclaman compensación a Petroecuador y el Gobierno de Ecuador ante el CIADI. La participación actual directa o indirecta de Repsol YPF en el consorcio del Bloque 16 es del 55%.

Petroecuador reclamó ejecutoriamente al Consorcio del Contratista el importe de la Participación sobre ganancias extraordinarias todavía no pagadas, habiendo solicitado Repsol YPF Ecuador al CIADI, como medida preventiva en el arbitraje antes citado, la paralización de tales actuaciones. El 12 de marzo de 2009 Repsol YPF Ecuador S.A. suscribió con Petroecuador un Convenio de Desembolsos Fraccionados para la satisfacción de los importes reclamados, a cuyo amparo se han verificado ya dos desembolsos.

Con fecha 12 de marzo de 2009 Repsol YPF Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), como operadora del Bloque 16 firmó un Contrato de Participación modificatorio, en virtud del cual se amplía el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el Contrato de Participación terminará anticipadamente si dentro del plazo de un año (susceptible de prorrogarse por acuerdo de las partes) no se ha negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituya al Contrato de Participación. Durante ese periodo transitorio el gobierno ecuatoriano reducirá del 99% al 70% el impuesto sobre beneficios extraordinarios.

A finales de 2009, el periodo transitorio antes citado ha sido prorrogado por un año adicional, hasta 12 de marzo 2011 (plazo transitorio que a su vez es prorrogable nuevamente por acuerdo de las partes).

#### *Nueva Constitución Ecuatoriana*

El 20 de octubre de 2008 se publicó en la Gaceta Oficial la nueva Constitución Ecuatoriana que introduce determinadas modificaciones en la legislación sobre hidrocarburos. De acuerdo con el artículo 408 de la nueva Constitución, el Estado retiene una parte de los beneficios derivados de la comercialización de recursos hidrocarburíferas que no será inferior que la parte de beneficio retenida por la compañía productora. Un precepto similar había sido incluido en las licencias, pero nunca había sido incorporado a un texto constitucional. Nueva legislación en materia de hidrocarburos está siendo desarrollada en la actualidad como consecuencia de la promulgación de la nueva Constitución.

#### **Otros países**

En el resto de países donde Repsol YPF lleva a cabo sus actividades, las mismas

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

### (3) **BASES DE PRESENTACIÓN**

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol YPF, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) así como con las NIIF aprobadas por la Unión Europea a 31 de diciembre de 2009. Las NIIF aprobadas por la Unión Europea difieren en algunos aspectos de las NIIF publicadas por el IASB; sin embargo estas diferencias no tienen impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2009, 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 del Grupo, requiere efectuar ciertas estimaciones contables y que los administradores realicen juicios al aplicar las normas contables. Las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, o aquellas en las que las asunciones o estimaciones resultan significativas se detallan en la nota 5 sobre estimaciones y juicios contables.

#### 3.1) Comparación de la información

Con fecha 1 de julio de 2008 la participación del Grupo en Alberto Pascualini Refap, S.A. (REFAP) fue clasificada como “Activo no corriente mantenido para la venta” de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*. Sin embargo, el entorno global desfavorable del sector de negocio al que pertenece el activo, junto a la situación general de crisis financiera, han impedido que el proceso de venta iniciado por el Grupo haya concluido con éxito. Por esta razón, en el ejercicio 2009 la participación en Refap se ha integrado de nuevo proporcionalmente en los estados financieros del Grupo.

Para facilitar la comparación entre 2009 y 2008, de acuerdo con lo previsto en la normativa contable (NIC 31 *Participaciones en negocios conjuntos*), los datos correspondientes al ejercicio 2008 incluidos en las presentes cuentas anuales han sido adecuadamente modificados, integrando proporcionalmente dicha sociedad durante el ejercicio completo. Este cambio de clasificación contable de REFAP no afecta a ejercicios anteriores a 2008. Las variaciones entre los estados financieros correspondientes a 2008 contenidos en las presentes cuentas anuales respecto a los

formulados en 2008 se muestran en los cuadros a continuación:

ACTIVO	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2° Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
Inmovilizado Intangible:	4.283	204	4.079
a) Fondo de Comercio	3.055	204	2.851
b) Otro inmovilizado intangible	1.228	-	1.228
Inmovilizado material	26.094	357	25.737
Inversiones inmobiliarias	31	-	31
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	525	-	525
Activos financieros no corrientes	2.465	(1)	2.466
Activos por impuesto diferido	1.530	67	1.463
Otros activos no corrientes	276	-	276
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>35.204</b>	<b>627</b>	<b>34.577</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	163	(1.088)	1.251
Existencias	3.641	57	3.584
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.636	4	6.632
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.228	19	4.209
b) Otros deudores	2.164	(16)	2.180
c) Activos por impuesto corriente	244	1	243
Otros activos financieros corrientes	498	4	494
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.922	31	2.891
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>13.860</b>	<b>(992)</b>	<b>14.852</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>49.064</b>	<b>(365)</b>	<b>49.429</b>

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2° Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Fondos propios	21.003	(156)	21.159
Ajustes por cambio de valor	(1.169)	(110)	(1.059)
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD</b>			
DOMINANTE	19.834	(266)	20.100
INTERESES MINORITARIOS	1.170	-	1.170
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>21.004</b>	<b>(266)</b>	<b>21.270</b>
Subvenciones	108	-	108
Provisiones no corrientes	2.718	8	2.710
Pasivos financieros no corrientes:	10.432	117	10.315
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	10.118	117	10.001
b) Otros pasivos financieros	314	-	314
Pasivos por impuesto diferido	2.559	5	2.554
Otros pasivos no corrientes	1.451	-	1.451
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>17.268</b>	<b>130</b>	<b>17.138</b>
Pasivos corrientes vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	12	(589)	601
Provisiones corrientes	439	2	437
Pasivos financieros corrientes:	1.853	65	1.788
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	1.807	65	1.742
b) Otros pasivos financieros	46	-	46
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:	8.488	293	8.195
a) Proveedores	3.174	296	2.878
b) Otros acreedores	5.024	(3)	5.027
c) Pasivos por impuesto corriente	290	-	290
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>10.792</b>	<b>(229)</b>	<b>11.021</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>49.064</b>	<b>(365)</b>	<b>49.429</b>

<b>CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS</b>	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2° Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
Ventas	58.475	735	57.740
Otros ingresos	3.236	1	3.235
<b>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>61.711</b>	<b>736</b>	<b>60.975</b>
Aprovisionamientos	(41.395)	(534)	(40.861)
Otros gastos	(15.296)	(265)	(15.031)
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(56.691)</b>	<b>(799)</b>	<b>(55.892)</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>5.020</b>	<b>(63)</b>	<b>5.083</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(544)</b>	<b>(172)</b>	<b>(372)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>	<b>4.476</b>	<b>(235)</b>	<b>4.711</b>
Impuesto sobre Beneficios	(1.861)	79	(1.940)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	66	-	66
Resultado procedente de operaciones continuadas	2.681	(156)	2.837
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>2.681</b>	<b>(156)</b>	<b>2.837</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(126)	-	(126)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>2.555</b>	<b>(156)</b>	<b>2.711</b>

Adicionalmente, el formato de presentación de los estados financieros adjuntos ha sido modificado respecto al 2008 en aplicación de los requisitos de presentación y desglose establecidos en la Revisión de la NIC 1 *Presentación de Estados Financieros*. Dichas modificaciones no son significativas, si bien han supuesto principalmente la incorporación del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto como un estado financiero del Grupo.

### 3.2) Principios de consolidación

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

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

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol YPF se presenta de forma detallada bajo la denominación de "Intereses minoritarios", dentro del

epígrafe de “Patrimonio Neto” de los Balances de Situación consolidados, y en “Resultado atribuido a intereses minoritarios”, dentro de las Cuentas de Resultados consolidadas, respectivamente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2009 y 2008 han sido:

	<u>31 de diciembre de 2009</u>		<u>31 de diciembre de 2008</u>	
	<u>Tipo de cierre</u>	<u>Tipo medio acumulado</u>	<u>Tipo de cierre</u>	<u>Tipo medio acumulado</u>
Dólar .....	1,44	1,39	1,39	1,47
Peso argentino .....	5,45	5,18	4,78	4,62
Real brasileño .....	2,51	2,77	3,25	2,68

### 3.3) Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo I se incluyen las principales variaciones producidas en 2009 y 2008.

## (4) POLÍTICAS CONTABLES

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

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

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

### 4.2) Compensación de saldos y transacciones

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

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y

proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

#### 4.3) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

##### **Moneda funcional**

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

##### **Moneda extranjera**

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en “moneda extranjera” y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver nota 4.22).

#### 4.4) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de las entidades adquiridas a la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes.

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

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

#### 4.5) Otro inmovilizado intangible

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

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

- a) Marcas u otro inmovilizado intangible de naturaleza similar

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

b) Gastos de investigación y desarrollo

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

c) Derechos de traspaso, superficie y usufructo

Dentro de este epígrafe se incluyen:

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

d) Costes de abanderamiento e imagen

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

e) Contratos de suministro en exclusiva

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

f) Derechos de emisión

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

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención que se imputa a resultados a medida que se consumen las toneladas de CO<sub>2</sub> correspondientes.

Estos derechos no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta 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 nota 4.9). 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.

A medida que se van realizando las emisiones a la atmósfera el Grupo registra un gasto en la línea "Otros Gastos de explotación" de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe está en función de las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas, valoradas (i) por su valor en libros ó (ii) por el precio de cotización al cierre en el caso de que no se disponga de los mismos al cierre del ejercicio.

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.

g) Otros activos intangibles

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

Las concesiones de distribución y transporte de energía eléctrica en España, adquiridas a través de la compra de Unión Fenosa por Gas Natural, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual.

4.6) Inmovilizado material

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

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del coste del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

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

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 del Grupo Repsol YPF requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

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

#### b) Amortización

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

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones .....	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje (1) .....	8-40
Mobiliario y enseres .....	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades .....	8-15
Tanques de almacenamiento .....	20-30
Líneas y redes	12-18
Infraestructura y distribución de gas .....	20-40
Elementos de transporte .....	5-25

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural 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 activos están en condiciones de uso.

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

#### c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol YPF registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de acuerdo con el método de exploración con éxito (“*successful-*

*efforts*”). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”, asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.
- ii. Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan a su precio de compra y se registran en el epígrafe “Otros costes de exploración”. En caso de que no se encuentren reservas, los importes previamente capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “Inversión en zonas con reservas” por su valor neto contable en el momento que así se determine. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.).
- iii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, se cargan a resultados en el momento en que se producen.
- iv. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “Otros costes de exploración” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son cargados en resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
  - En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se cargarían en resultados.
  - En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la

prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son cargados a resultados.

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

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

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

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

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

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver nota 4.9) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” o, en su caso, “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver notas 4.9, 8, 10 y 26).

#### 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 por el Grupo, 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 4.6.a a 4.6.c.

#### 4.7) Inversiones inmobiliarias

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

#### 4.8) Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos. Esta condición se considera cumplida cuando la venta es altamente probable y el activo está disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

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

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el Balance de situación consolidado, en un único epígrafe denominado “Activos no corrientes mantenidos para la venta”, en el pasivo del balance, en el epígrafe “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. 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.

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

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance (ver nota 4.23), 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) en la medida en que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGEs.

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

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

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

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

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

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en

periodos posteriores.

#### 4.10) Activos financieros corrientes y no corrientes

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

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

- a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados
  - a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.
  - a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.
- b) Activos financieros disponibles para la venta  
Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.
- c) Préstamos y partidas a cobrar  
Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Surgen cuando el Grupo entrega bienes o presta servicios o financiación directamente a un tercero, sin la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo.
- d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento  
Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver nota 4.22). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “préstamos y cuentas a cobrar”, las “inversiones mantenidas al vencimiento” y ciertas inversiones en acciones de sociedades, serán valorados a sus valores razonables.

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

período.

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

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

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

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

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

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

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

#### 4.11) Existencias

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

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

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

circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

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

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

Las existencias de “commodities” adquiridas para “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver nota 14).

#### 4.12) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

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

#### 4.13) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo. (Ver notas 15.1 y 15.4).

#### 4.14) Pasivos financieros

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

Las acciones preferentes, cuyas condiciones se detallan en la nota 17, 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 la nota 4.22.

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.

#### 4.15) Provisiones

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

- a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y
- b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

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

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

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sino que se informa sobre los mismos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 (ver nota 35).

#### 4.16) Pensiones y obligaciones similares

##### a) Planes de aportación definida

Repsol YPF tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su filial YPF o de Gas Natural (ver nota 21).

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

##### b) Planes de prestación definida

Repsol YPF, principalmente a través de Gas Natural, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

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

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

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

#### 4.17) Subvenciones

##### a) Subvenciones de capital

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

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

##### b) Subvenciones de explotación

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

#### 4.18) Ingresos diferidos

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

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> recibidos a título gratuito (Ver nota 4.5.f).

#### 4.19) Arrendamientos

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

##### a) Arrendamientos financieros

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

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en

arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo 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 más corto, 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 cargo en la línea “Resultado financiero” de la cuenta de resultados consolidada.

#### b) Arrendamientos operativos

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

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

#### 4.20) Impuesto sobre beneficios

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

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

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones

pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre 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 beneficio, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

#### 4.21) 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, IVA y otros impuestos relacionados con las ventas.

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

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

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

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

Las transacciones entre empresas del Grupo Repsol YPF y entre segmentos se realizan de acuerdo con las condiciones de mercado. Estas transacciones generan

ingresos, gastos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

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

#### 4.22) Operaciones con derivados financieros

El Grupo contrata derivados para 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 al resto de instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés
- permutas financieras de tipo de interés
- contratos a plazo de tipo de cambio
- permutas sobre el precio de crudo y productos
- opciones sobre tipo de interés

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

Los valores razonables de los diversos instrumentos derivados utilizados como instrumentos de cobertura están incluidos en la nota 19.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumento de cobertura:

##### a) Cobertura de valor razonable

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

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

b) Cobertura de flujos de caja

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

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

c) Cobertura de inversión neta

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

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

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

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

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

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

#### 4.23) Metodología para la estimación del valor recuperable

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

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

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

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

Los flujos de caja de los negocios de Refino y Marketing se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los Planes Estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando un coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Las tasas utilizadas en los ejercicios 2009 y 2008 para los distintos negocios se han situado en los siguientes rangos:

	2009	2008
E&P	7,8% - 18,6%	7,8% - 19,3%
R&M	4,9% - 15,0%	5,8% - 16,6%

#### 4.24) Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan aquellas normas, interpretaciones y modificaciones a las mismas, que han entrado en vigor para las cuentas anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio, de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea:

- NIIF 8 Segmentos de operación
- CINIIF 13 Programas de fidelización de clientes
- CINIIF 15 Acuerdos para la venta de bienes inmuebles
- CINIIF 16 Coberturas de inversión neta de una operación en el extranjero
- CINIIF 18 Transferencia de activos por parte de los clientes
- Revisión de NIC 1 Presentación de estados financieros
- Modificaciones a la NIIF 7 Mejoras a los desgloses de información de instrumentos financieros
- Revisión de NIC 23 Costes por intereses
- Modificación de NIIF 2 Condiciones para la irrevocabilidad (o consolidación) de la concesión y cancelaciones
- Modificación de NIC 32 y NIC 1 Instrumentos financieros con opción de venta a valor razonable y obligaciones que surgen en la liquidación
- Modificación de NIIF 1 y NIC 27 El coste de la inversión en una dependiente, entidad controlada de forma conjunta o asociada
- Modificaciones al IFRIC 9 y a la NIC 39 Derivados implícitos
- Mejoras a las NIIF 2006-2008 Mejoras a las NIIF (1)

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

La aplicación de las normas, interpretaciones y modificaciones antes mencionadas, no han supuesto ningún impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo del presente ejercicio, excepto por los desgloses adicionales de información requeridos por la NIIF 8 (Segmentos de operación) y las modificaciones a la NIIF 7 (Mejoras a los desgloses de información de instrumentos financieros). Adicionalmente, se han realizado cambios en la configuración y presentación del estado de cambios en el patrimonio neto como consecuencia de la aplicación de la revisión de la NIC 1, Presentación de estados financieros.

B) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, publicadas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que no han entrado aún en vigor porque su fecha efectiva es posterior a la fecha de estas cuentas anuales consolidadas y el Grupo ha decidido no aplicarlas anticipadamente, son las siguientes:

##### Aplicación obligatoria en 2010:

- Revisión de NIIF 3 Combinaciones de negocios
- CINIIF 12 Acuerdos para la concesión de servicios
- CINIIF 17 Distribución de activos no monetarios a los accionistas
- Modificación de NIC 27 Estados financieros consolidados y separados
- Modificación de NIC 39 Elementos susceptibles de ser cubiertos
- Revisión de NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF

### Aplicación obligatoria en 2011:

- Modificaciones a la NIC 32 Clasificación de las emisiones de derechos

A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales, se está evaluando el impacto que las anteriores normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas, tendrán en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo.

C) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido publicadas por el IASB y aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

- Modificaciones a la NIIF 1 Exenciones adicionales para los que aplican por primera vez las NIIF
- Modificaciones a la NIIF 2 Transacciones intragrupo con pagos basados en acciones y liquidadas en efectivo
- Mejoras a las NIIF 2007-2009
- Modificaciones a la NIIF 1 Exenciones adicionales para los que aplican por primera vez las NIIF
- Revisión de la NIC 24 Información a revelar sobre partes relacionadas
- CINIIF 19 Liquidación de pasivos con instrumentos de patrimonio
- Modificaciones al CINIIF 14 Pagos anticipados sobre un requerimiento mínimo de financiación
- NIIF 9 Instrumentos financieros (1)

(1) Constituye la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: "Instrumentos financieros - reconocimiento y medición".

## **(5) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES**

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

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

### ***Reservas de crudo y gas***

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver notas 8 y 10).

Repsol YPF prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*). La SEC aprobó revisiones a sus requerimientos de información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, los cuales entraron en vigor el 1 de enero de 2010 y aplican para los informes anuales correspondientes a los ejercicios finalizados a 31 de diciembre de 2009 y siguientes. La aplicación de esta norma no ha tenido efectos significativos en los volúmenes de reservas del Grupo.

#### ***Provisiones por litigios y otras contingencias***

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

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

### **(6) FONDO DE COMERCIO**

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
YPF, S.A.	1.671	1.730
Gas Natural SDG, S.A. (1)	2.022	321
Refap, S.A.	264	204
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
EESS de Repsol Comercial P.P.	96	96
Empresas Lipigas, S.A.	80	66
Grupo Italia Gas Natural	43	44
Buenergía Gas & Power, Ltd.	35	38
Grupo Dersa	30	29
Repsol Italia	28	28
Grupo Generación México	-	27
Otras compañías	192	200
Saldo al cierre del ejercicio	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

(1) Incluye 1.679 millones correspondientes al fondo de comercio generado por la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada a través de Gas Natural (ver nota 30).

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio .....	3.055	3.308
Adquisiciones .....	1.788	-
Variaciones del perímetro de consolidación.....	(49)	(2)
Desinversiones .....	-	(292)
Diferencias de conversión .....	10	40
Saneamientos .....	(16)	-
Reclasificaciones y otros movimientos .....	(55)	1
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

El importe más significativo incluido en la línea “adquisiciones” corresponde a la compra de Unión Fenosa por Gas Natural, que ha generado un fondo de comercio de 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural).

La desinversión registrada en el ejercicio 2008 correspondió al fondo de comercio dado de baja como consecuencia de la venta del 15% de la participación en YPF (ver nota 30).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Fondo de comercio bruto	4.749	3.055
Pérdidas de valor acumuladas	(16)	-
Fondo de comercio neto	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

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

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2009 y 2008 por segmentos:

	Millones de euros	
	2009	2008
Upstream	78	86
Downstream	828	754
YPF	1.671	1.730
Upstream	1.141	1.181
Downstream	530	549
Gas Natural	2.156	485
TOTAL	<u>4.733</u>	<u>3.055</u>

Repsol YPF considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente posibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarán que los valores en libros de las Unidades Generadoras de Efectivo superen los importes recuperables a 31 de diciembre de 2009 y 2008.

### **(7) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE**

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2009 y 2008 son los siguientes:

Millones de euros

	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Derechos Emisión	Abanderamiento	Suministro en exclusiva	Aplicaciones Informáticas	Otro inmovilizado	Total
<b>COSTE</b>							
Saldo a 1 de enero de 2008	671	67	231	165	330	598	2.062
Inversiones (1)	3	44	7	18	80	18	170
Retiros o bajas	(12)	(18)	(18)	(1)	(12)	(16)	(77)
Diferencias de conversión	14	-	2	-	(1)	(21)	(6)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	(11)	-	(12)	-	(23)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	-	222	(1)	(4)	17	7	241
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2008</b>	<b>676</b>	<b>315</b>	<b>210</b>	<b>178</b>	<b>402</b>	<b>586</b>	<b>2.367</b>
Inversiones (1)	3	13	11	12	48	15	102
Retiros o bajas	(20)	(48)	(33)	(1)	(3)	(6)	(111)
Diferencias de conversión	(8)	-	(1)	-	-	26	17
Variación del perímetro de consolidación (3)	(5)	67	-	-	21	937	1.020
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(7)	(89)	21	(12)	(5)	(16)	(108)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>639</b>	<b>258</b>	<b>208</b>	<b>177</b>	<b>463</b>	<b>1.542</b>	<b>3.287</b>
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>							
Saldo a 1 de enero de 2008	(237)	(64)	(170)	(133)	(212)	(228)	(1.043)
Amortizaciones	(27)	-	(15)	(6)	(42)	(27)	(117)
Retiros o bajas	8	-	16	1	11	17	53
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(86)	-	-	-	-	(86)
Diferencias de conversión	(6)	-	(1)	-	1	2	(4)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	7	-	3	8	18
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	9	64	1	-	(2)	(32)	40
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2008</b>	<b>(253)</b>	<b>(86)</b>	<b>(162)</b>	<b>(138)</b>	<b>(241)</b>	<b>(260)</b>	<b>(1.139)</b>
Amortizaciones	(24)	-	(23)	(6)	(61)	(39)	(153)
Retiros o bajas	7	14	26	-	2	1	50
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(50)	-	-	-	-	(50)
Diferencias de conversión	4	-	1	-	-	(5)	-
Variación del perímetro de consolidación	(7)	(4)	-	-	3	1	(7)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	1	81	4	-	-	12	97
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>(272)</b>	<b>(45)</b>	<b>(154)</b>	<b>(144)</b>	<b>(297)</b>	<b>(290)</b>	<b>(1.202)</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2008</b>	<b>423</b>	<b>229</b>	<b>48</b>	<b>40</b>	<b>161</b>	<b>326</b>	<b>1.228</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>367</b>	<b>213</b>	<b>54</b>	<b>33</b>	<b>166</b>	<b>1.252</b>	<b>2.085</b>

- (1) Las inversiones en 2009 y 2008 proceden de la adquisición directa de activos por importe de 102 y 170 millones de euros, respectivamente.
- (2) En el ejercicio 2009, la columna "Derechos de Emisión" incluye 246 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO2 asignados de manera gratuita para el 2009 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2008 por importe de 214 millones de euros. En el ejercicio 2008, la columna "Derechos de Emisión" incluye 278 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO2 asignados de manera gratuita para el 2008 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2007 por importe de 3 millones de euros (ver nota 36).
- (3) Ver nota 30.

A 31 de diciembre de 2009 el Grupo poseía 205 millones de euros de activos intangibles con vida útil indefinida correspondientes a concesiones de distribución eléctrica en España a través del Grupo Gas Natural. A 31 de diciembre de 2008 Repsol YPF no poseía activos intangibles con vida útil indefinida.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2009 y 2008 a 75 y 83 millones de euros, respectivamente.

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

## (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 2009 y 2008 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, Edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
<b>COSTE</b>								
Saldo a 1 de enero de 2008 .....	2.109	18.699	27.131	1.318	1.384	1.511	1.995	54.147
Inversiones (1)	18	302	1.757	565	7	105	2.001	4.755
Retiros o bajas	(12)	(120)	(4)	(88)	(5)	(18)	(10)	(257)
Diferencias de conversión	24	39	1.583	68	31	18	44	1.807
Variación del perímetro de consolidación	(39)	(42)	(292)	(8)	(2)	(18)	(8)	(409)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	43	584	(563)	(7)	24	61	(638)	(496)
Saldo a 31 de diciembre de 2008 .....	2.143	19.462	29.612	1.848	1.439	1.659	3.384	59.547
Inversiones (1)	12	261	1.099	583	4	55	2.232	4.246
Retiros o bajas	(27)	(372)	(11)	(19)	(8)	(27)	(384)	(848)
Diferencias de conversión	(35)	(70)	(1.043)	(72)	(21)	(15)	(5)	(1.261)
Variación del perímetro de consolidación	107	4.227	326	136	42	31	421	5.290
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	365	1.173	19	4	113	(23)	(1.714)	(63)
Saldo a 31 de diciembre de 2009 .....	2.565	24.681	30.002	2.480	1.569	1.680	3.934	66.911
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>								
Saldo a 1 de enero de 2008 .....	(677)	(10.987)	(16.370)	(795)	(542)	(1.100)	-	(30.471)
Amortizaciones	(48)	(916)	(1.644)	(266)	(51)	(73)	-	(2.998)
Retiros o bajas	5	107	2	56	4	11	-	185
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	3	(5)	51	-	-	-	-	49
Diferencias de conversión	(9)	(86)	(965)	(30)	(23)	(8)	-	(1.121)
Variación del perímetro de consolidación	22	54	150	8	1	23	-	258
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	4	25	626	(3)	(8)	1	-	645
Saldo a 31 de diciembre de 2008.....	(700)	(11.808)	(18.150)	(1.030)	(619)	(1.146)	-	(33.453)
Amortizaciones	(48)	(1.144)	(1.886)	(249)	(55)	(85)	-	(3.467)
Retiros o bajas	22	335	9	11	8	20	-	405
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (3)	-	16	150	-	-	-	-	166
Diferencias de conversión	8	66	673	28	15	8	-	798
Variación del perímetro de consolidación	(8)	29	(203)	(2)	1	1	-	(182)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(2)	645	29	10	-	40	-	722
Saldo a 31 de diciembre de 2009 .....	(728)	(11.861)	(19.378)	(1.232)	(650)	(1.162)	-	(35.011)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2008 .....	1.443	7.654	11.462	818	820	513	3.384	26.094
Saldo neto a 31 de diciembre de 2009 (4).....	1.837	12.820	10.624	1.248	919	518	3.934	31.900

(1) En 2009 las principales inversiones se realizaron en Argentina (896 millones de euros), en Estados Unidos (265 millones de euros), en Brasil (211 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (226 millones de euros), en Libia (136 millones de euros), en Canadá (111 millones de euros) y en España (2.162 millones de euros). En 2008 las principales inversiones se realizaron en Argentina (1.480 millones de euros), en Estados Unidos (415 millones de euros), en el resto de Latinoamérica (394 millones de euros), en Libia (230 millones de euros), en Canadá (155 millones de euros) y en España (1.779 millones de euros).

(2) En 2009 incluye 676 millones de euros de reclasificaciones a activos no corrientes mantenidos para la venta de activos de distribución de gas en Cantabria, Murcia y Madrid, activos de generación eléctrica por ciclos combinados de México, así como activos en Colombia, todos ellos poseídos a través de Gas Natural. En 2009 también incluye una disminución por importe de 71 millones de euros correspondientes al almacenamiento de gas de Gaviota (pertenecientes a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.) que se han reclasificado como Activos no corrientes mantenidos para la venta. En 2008 se incluyeron 99 millones de euros relacionados con la adquisición de derechos de exploración en Libia pendientes de pago.

(3) (Ver nota 10).

(4) A 31 de diciembre de 2009 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 151 millones de euros, respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 763 y 3.934 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 720 y 3.384 millones de euros a 31 de diciembre de 2008, respectivamente. Los importes correspondientes a terrenos están incluidos dentro del epígrafe "Terrenos, edificios y otras construcciones" del cuadro anterior.

El epígrafe “Inmovilizado material” incluye elementos totalmente amortizados por

importe de 10.899 y 10.349 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

Repsol YPF capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la nota 4. En 2009 y 2008, el coste medio de activación ha sido 4,52% y 5,69% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 122 y 67 millones de euros, respectivamente. Dichos importes figuran registrados en el epígrafe “Resultado financiero” de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe “Inmovilizado material” se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 122 y 135 millones de euros al 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2010 y 2054.

En los ejercicios 2009 y 2008 se incluyen 2.024 y 730 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 754 y 641 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, así como los gasoductos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe a 31 de diciembre de 2009 ascendía a 1.245 millones de euros (ver nota 23).

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

## (9) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2008	38	(4)	34
Retiros o bajas	(4)	-	(4)
Dotación de amortización y otros movimientos	3	(2)	1
Saldo a 31 de diciembre de 2008	37	(6)	31
Retiros o bajas	(1)	-	(1)
Reclasificaciones	5	-	5
Saldo a 31 de diciembre de 2009	41	(6)	35

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2009 y 2008 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 90 y 112 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2009 y 2008 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

#### **(10) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS**

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

Durante el ejercicio 2009 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una recuperación de valor neta de 74 millones de euros.

Dicha cifra incluye una pérdida de 50 millones de euros por depreciación del valor de los derechos de emisión (ver nota 36), cuyo efecto se ha visto compensado casi en su totalidad por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2009.

Asimismo, se incluye una reversión de pérdidas de valor de los negocios en Argentina, registradas en ejercicios anteriores, por importe de 172 millones de euros. Esta reversión se ha originado por la reevaluación durante el ejercicio 2009 de la configuración de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) en las que se agrupan los activos de upstream en Argentina. Hasta 2008 cada campo se consideraba una UGE individual. A partir de 2009, teniendo en cuenta y fundamentalmente como consecuencia de la evolución de ciertas condiciones económicas, operativas y comerciales en las que el Grupo desarrolla la actividad en dicho país, los citados activos se han agrupado en cuatro UGEs que son mejor reflejo de la forma en que actualmente el Grupo toma sus decisiones de gestión de dichos activos. Las referidas nuevas UGEs son las siguientes: una que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de crudo, y tres que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas en función de las cuencas del país (Neuquina, Noroeste y Austral).

Durante el ejercicio 2008 las pérdidas de valor netas registradas correspondientes a activos no corrientes ascendieron a 50 millones de euros, de las cuales 86 millones de euros correspondían a la depreciación de los derechos de emisión (ver nota 7) y 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 por el Plan Nacional de Asignación correspondientes al ejercicio 2008.

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

#### **(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 2009 y 2008 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Peru LNG Company Llc.....	217	232
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A. ....	29	37
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago .....	44	53
Transportadora de Gas del Perú, S.A. ....	41	38
Transierra, S.A. ....	20	19
Dynasol Elastómeros, S.A. de CV .....	25	25
Atlantic LNG 4 .....	41	26
Oleoductos del Valle, S.A. ....	14	14
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd .....	23	23
Terminales Marítimos Patagónicos, S.A. (Termap) .....	10	10
Enirepsa Gas Limited .....	7	2
Otras sociedades puestas en equivalencia .....	60	46
	<u>531</u>	<u>525</u>

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

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio .....	525	537
Adquisiciones (1) .....	11	99
Desinversiones .....	(1)	(1)
Variaciones del perímetro de consolidación (2).....	128	(18)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia (3) .....	86	66
Dividendos repartidos .....	(86)	(110)
Diferencias de conversión .....	1	22
Reclasificaciones y otros movimientos (4).....	(133)	(70)
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>531</u>	<u>525</u>

- (1) En 2009 incluye las aportaciones realizadas al capital de Enirepsa. En 2008 correspondía fundamentalmente a aportaciones en Perú LNG y ENIREPSA.
- (2) En 2009 se corresponde básicamente a la incorporación del balance de Unión Fenosa en Gas Natural (131 millones de euros, importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural) (ver nota 30). En 2008 se reclasificó la participación en West Siberian a "Activos financieros disponibles para la venta" como consecuencia de la dilución de la participación del Grupo en esta sociedad.
- (3) En 2009 los resultados más significativos se corresponden con los beneficios de Atlantic LNG (34 millones de euros), CLH (26 millones de euros), Atlantic 4 (16 millones de euros) y Unión Fenosa por el periodo marzo-abril (ver nota 30) en que se registró por el método de la participación en el Grupo Gas Natural (14 millones de euros). En 2008 los resultados más significativos corresponden a las ganancias en Atlantic LNG (62 millones de euros), CLH (23 millones de euros) y West Siberian (17 millones de euros) compensadas parcialmente con pérdidas en Enirepsa (49 millones de euros).
- (4) El movimiento de 2009 incluye la reclasificación de un 13% de participación de Gas Natural en Indra Sistemas S.A., que fue vendida el 2 de julio de 2009, a activos no corrientes mantenidos para la venta (99 millones de euros); también incluye la reclasificación del 5% de participación restante en dicha sociedad (38 millones de euros) a activos financieros disponibles para la venta (ver nota 13). Ambas cifras corresponden al importe proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural.  
En 2008 se reclasificó la participación en West Siberian a activos financieros disponibles para la venta como consecuencia de la dilución de la participación del Grupo en esta sociedad.

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa en su gestión,

basada en el hecho de que el Grupo tiene suficiente representación en su Consejo de Administración, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por puesta en equivalencia:

<u>Sociedad</u>	<u>% Participación</u>
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.(1)	18,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. (1)	11,60%
Gasoducto Oriental, S.A.	16,66%
Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), S.A.	15,00%
Transportadora de Gas de Perú - TGP	10,00%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	10,00%
Qalhat LNG S.A.O.C (1)	3,70%

(1) Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural, consolidado por integración proporcional.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol YPF, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2009 y 2008 (ver Anexo I):

	Millones de euros	
	2009	2008
Total Activos .....	1.903	1.627
Total Patrimonio.....	531	525
Ingresos.....	670	525
Resultado del periodo .....	86	66

**(12) ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS.**

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2009 y 2008, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2009	2008
Fondo comercio	27	-
Inmovilizado material y otros activos intangibles	562	151
Otros activos no corrientes	55	1
Activos corrientes	102	11
	<u>746</u>	<u>163</u>
Pasivos no corrientes	155	2
Pasivos corrientes	30	10
	<u>185</u>	<u>12</u>
	<u>561</u>	<u>151</u>

El movimiento en este epígrafe en el ejercicio 2009, ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo neto al inicio del ejercicio	151	80
Dotación provisión	(9)	(12)
Bajas y retiros (1)	(487)	(16)
Diferencias de conversión	(5)	66
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	-
Reclasificaciones y otros (2)	913	33
Saldo neto al cierre del ejercicio	<u>561</u>	<u>151</u>

- (1) En 2009 incluye la venta del 13% de participación en Indra Sistemas (99 millones de euros) y la venta de otras sociedades (418 millones de euros) clasificadas durante el ejercicio como activos no corrientes mantenidos para la venta y posteriormente vendidas también en 2009 (ver nota 31). Las citadas transacciones se han realizado a través de Gas Natural y los importes mencionados corresponden a la participación del Grupo Repsol en dicha sociedad, excepto por los porcentajes que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural.
- (2) En el ejercicio 2009 incluye principalmente, la reclasificación del 13% de participación en Indra Sistemas desde el epígrafe activos financieros disponibles para la venta (99 millones de euros) y la reclasificación de los activos de generación de electricidad en México y de distribución de gas natural en la Comunidad Autónoma de Madrid (752 millones de euros). Las citadas transacciones se han realizado a través de Gas Natural y los importes mencionados corresponden a la participación del Grupo Repsol en dicha sociedad, excepto por los porcentajes que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural.
- En el ejercicio 2008, incluía la reclasificación desde los distintos epígrafes del balance de situación de los activos de generación de electricidad en Venezuela (80 millones de euros).

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural ha acordado la venta en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid de la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes doméstico-comerciales y PYMES y de la rama de actividad de prestación de servicios comunes en esta zona. Esta operación se realizó en el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de Competencia en relación con la adquisición de Unión Fenosa y está sujeta a la aprobación por las autoridades regulatorias y de competencia que se espera completar en mayo de 2010. Desde esta fecha estos activos se han considerado como mantenidos para la venta. El importe acordado de la venta asciende a 240 millones de euros. Los activos clasificados en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" ascienden a 112 millones de euros y los pasivos relacionados suponen 20 millones de euros.

En el mes de diciembre de 2009, Gas Natural acordó la desinversión de varias sociedades de generación eléctrica por ciclos combinados de México con una capacidad de generación total de 2.233 MW y el Gasoducto del Río. Esta operación se encuentra sujeta a la aprobación de las autoridades mejicanas y se espera que se complete en abril de 2010. El valor total de la operación asciende a 368 millones de dólares (254 millones de euros). Gas Natural recibirá adicionalmente el reembolso efectivo de deudas de las compañías por importe de 72 millones de dólares (50 millones de euros). Los activos clasificados en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" ascienden a 397 millones de euros y los pasivos relacionados suponen 125 millones de euros. Todos los importes corresponden a la parte proporcional a la participación del Grupo en Gas Natural.

Adicionalmente este epígrafe incluye a 31 de diciembre de 2009 los activos correspondientes a la Sociedad Termobarrancas y a la licencia de Gas de Barrancas, en

Venezuela, que se han clasificado en esta naturaleza tras alcanzar un acuerdo de compraventa y de cesión con las compañías PDVSA y PDVSA Gas, respectivamente.

Los activos y pasivos asociados de EPSA en Colombia mantenidos a través de Gas Natural se han clasificado como actividades interrumpidas, dado que se consideran componentes que representan una línea de negocio significativa (Generación de electricidad en Colombia) del segmento Gas Natural. El resto de los activos y pasivos asociados a los activos y grupos considerados como mantenidos para la venta no representan una línea de negocio o área geográfica significativa de operaciones, por lo que no se han considerado actividades interrumpidas.

El desglose por naturalezas del epígrafe “Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas” en el ejercicio 2009 es el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>
Ingresos de explotación	56
Gastos de explotación	<u>(31)</u>
<b>Resultado de explotación</b>	<b>25</b>
Resultado financiero	-
Resultado por venta de activos	<u>3</u>
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>28</b>
Impuesto sobre beneficios	<u>(16)</u>
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	<u><u>12</u></u>

### (13) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

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

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Activos financieros no corrientes	1.732	2.465
Derivados por operaciones comerciales no corrientes (1)	-	9
Otros activos financieros corrientes (2)	713	498
Derivados por operaciones comerciales corrientes (3)	20	49
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	<u>2.308</u>	<u>2.922</u>
	<u><u>4.773</u></u>	<u><u>5.943</u></u>

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

(2) Incluye 381 millones de euros 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.

(3) Recogidos en el epígrafe “Otros deudores”

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2009 y 2008, clasificados por clases de activos es el siguiente:

31 de diciembre de 2009							
Valor contable							
NATURALEZA / CATEGORIA	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	Total
		razonable con cambios en resultados					
Instrumentos de Patrimonio	-	-	173	-	-	-	173
Derivados	-	-	-	-	-	86	86
Otros activos financieros	-	72	-	1.339	62	-	1.473
<b>Largo plazo / No corriente</b>	-	<b>72</b>	<b>173</b>	<b>1.339</b>	<b>62</b>	<b>86</b>	<b>1.732</b>
Derivados	25	-	-	-	-	137	162
Otros activos financieros (1)	-	226	-	503	2.150	-	2.879
<b>Corto plazo / Corrientes</b>	<b>25</b>	<b>226</b>	-	<b>503</b>	<b>2.150</b>	<b>137</b>	<b>3.041</b>
<b>TOTAL</b>	<b>25</b>	<b>298</b>	<b>173</b>	<b>1.842</b>	<b>2.212</b>	<b>223</b>	<b>4.773</b>

31 de diciembre de 2008							
Valor contable							
NATURALEZA/CATEGORIA	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	Total
		razonable con cambios en resultados					
Instrumentos de Patrimonio	-	-	881	-	-	-	881
Derivados	15	-	-	-	-	131	146
Otros activos financieros	-	81	-	1.295	71	-	1.447
<b>Largo plazo / No corriente</b>	<b>15</b>	<b>81</b>	<b>881</b>	<b>1.295</b>	<b>71</b>	<b>131</b>	<b>2.474</b>
Derivados	108	-	-	-	-	149	257
Otros activos financieros (1)	-	203	-	125	2.884	-	3.212
<b>Corto plazo / Corrientes</b>	<b>108</b>	<b>203</b>	-	<b>125</b>	<b>2.884</b>	<b>149</b>	<b>3.469</b>
<b>TOTAL</b>	<b>123</b>	<b>284</b>	<b>881</b>	<b>1.420</b>	<b>2.955</b>	<b>280</b>	<b>5.943</b>

- (1) En los epígrafes “Clientes por ventas y prestaciones de servicios” y “Otros deudores” del balance se incluyen 6.533 y 6.343 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, de cuentas a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

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

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Activos financieros mantenidos para negociar	1	-	24	123	-	-	25	123
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	298	284	-	-	-	-	298	284
Activos financieros disponibles para la venta (1)	103	823	-	-	-	-	103	823
Derivados de cobertura	-	-	223	280	-	-	223	280
<b>Total</b>	<b>402</b>	<b>1.107</b>	<b>247</b>	<b>403</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>649</b>	<b>1.510</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.

(1) No incluye 70 y 58 millones de euros en 2009 y 2008 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 4.10, 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.

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 2009 y 2008 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión colectiva.

13.3) Activos financieros disponibles para la venta

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

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio	881	138
Inversiones (1)	240	531
Desinversiones (2)	(87)	(4)
Ajustes a valor razonable (3)	48	(72)
Variaciones del perímetro de consolidación (4)	(951)	(8)
Reclasificaciones y otros movimientos (5)	42	296
Saldo al cierre del ejercicio (6)	173	881

- (1) En 2009 y 2008 incluye 239 y 517 millones de euros, respectivamente, correspondientes a los desembolsos por la compra de participaciones en Unión Fenosa (ver nota 30). Esta transacción se ha realizado a través de Gas Natural y los importes mencionados corresponden a la participación del Grupo en dicha sociedad.
- (2) En 2009 incluye la venta del 5% de participación en Enagás por un importe de 48 millones de euros, que generó un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros, registrado en el epígrafe resultado financiero, reduciendo por el mismo importe los Ajustes por cambios de valor. También incluye en 2009 la venta del 1% de Isagen S.A. E.S.P. por un importe de 20 millones de euros y del 1% de Red Eléctrica Corporación S.A. por importe de 11 millones de euros; ambas transacciones no han generado resultados. Todas las operaciones descritas han sido realizadas por el grupo Gas Natural y los importes citados corresponden a la participación en dicho grupo, excepto los porcentajes que se mencionan al 100%.
- (3) En 2009 y 2008 incluye la valoración a valor razonable de West Siberian Resources (32 millones de euros en 2009 y -36 millones de euros en 2008), Unión Fenosa (22 millones de euros en 2009 y -22 millones de euros en 2008) y Enagás (-10 millones de euros en 2009 y -16 millones de euros en 2008).
- (4) Corresponde casi en su totalidad al traspaso de la inversión en Unión Fenosa como consecuencia de su consolidación desde el 28 de febrero de 2009 (ver nota 30).
- (5) En 2008 incluye la adquisición de un 4,72% adicional de Unión Fenosa realizado por Gas Natural por un importe de 239 millones de euros, con pago aplazado.
- (6) En 2008 correspondía principalmente a la participación en Unión Fenosa (736 millones de euros) y Enagás (58 millones de euros).

13.4) Préstamos y partidas por cobrar

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

	Millones de euros	
	2009	2008
Préstamos y partidas a cobrar (1)	1.842	1.420
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.644	4.228
Otros deudores	1.909	2.164
(Menos: derivados por operaciones comerciales corrientes)	(20)	(49)
<b>Total</b>	<b>8.375</b>	<b>7.763</b>

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

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

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2009	2008	2009	2008
<b>a) Activos financieros (1) (2):</b>				
Otros activos financieros no corrientes	1.339	1.295	1.308	1.254
Otros activos financieros corrientes	503	125	503	125
	1.842	1.420	1.811	1.379
<b>b) Cuentas comerciales corrientes:</b>				
Clientes por ventas y prestación de servicios	4.644	4.228	4.644	4.228
Clientes	5.039	4.558	5.039	4.558
(Menos: provisión para insolvencias)	(395)	(330)	(395)	(330)
Otros deudores (3)	1.889	2.115	1.889	2.115
	6.533	6.343	6.533	6.343
<b>Total</b>	<b>8.375</b>	<b>7.763</b>	<b>8.344</b>	<b>7.722</b>

- (1) Entre las inversiones financieras corrientes y no corrientes figuran préstamos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 345 y 376 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente. Adicionalmente, en 2009 y 2008 se incluye el préstamo concedido a Petersen, como consecuencia de la venta de una participación en YPF, por 813 y 782 millones de euros, respectivamente (ver nota 31).
- (2) 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 del 7,63% y 8,30% en 2009 y 2008.
- (3) Los citados importes no incluyen 20 millones de euros en 2009 y 49 millones de euros en 2008 correspondientes a derivados por operaciones comerciales.

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

Vencimiento en	Millones de euros	
	2009	2008
2010	-	3
2011	23	1
2012	23	-
2013	63	117
2014	64	66
Años posteriores (1)	1.166	1.108
	<u>1.339</u>	<u>1.295</u>

(1) Incluye el préstamo concedido a Petersen, como consecuencia de la venta de una participación en YPF, por 813 millones de euros en 2009 y 782 millones de euros en 2008, que devenga un interés anual de un 8,12%.

El movimiento de la provisión para insolvencias en los ejercicios 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Saldo al inicio del ejercicio .....	330	350
Dotación/(reversión) pérdidas de valor .....	23	57
Variaciones de perímetro de consolidación .....	86	(31)
Bajas .....	(42)	(50)
Diferencias de conversión .....	(2)	4
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>395</u>	<u>330</u>

### 13.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detallan las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2009	2008	2009	2008
Inversiones Financieras no corrientes ...	62	71	62	71
Inversiones Financieras temporales.....	26	60	26	60
Equivalentes de efectivo .....	1.045	1.494	1.045	1.494
Caja y Bancos .....	1.079	1.330	1.079	1.330
	<u>2.212</u>	<u>2.955</u>	<u>2.212</u>	<u>2.955</u>

Las inversiones financieras ascienden a 2.212 y 2.955 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente, y corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales. Estas inversiones financieras han devengado un interés medio del 1,51% y 4,36% en 2009 y 2008, respectivamente.

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

Vencimiento en	Millones de euros	
	2009	2008
2010	-	40
2011	16	9
2012	25	22
2013	-	-
2014	-	-
Años posteriores	21	-
	<u>62</u>	<u>71</u>

#### (14) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es la siguiente:

	Millones de euros		
	Coste	Provisión por depreciación	Neto
<b>A 31 de diciembre de 2009</b>			
Crudo y Gas natural	1.425	-	1.425
Productos terminados y semiterminados	2.365	(8)	2.357
Materiales y otras existencias	473	(22)	451
	<u>4.263</u>	<u>(30)</u>	<u>4.233</u>
<b>A 31 de diciembre de 2008</b>			
Crudo y gas natural	982	-	982
Productos terminados y semiterminados	2.486	(253)	2.233
Materiales y otras existencias	449	(23)	426
	<u>3.917</u>	<u>(276)</u>	<u>3.641</u>

En el ejercicio 2009 se registró un ingreso neto de 209 millones de euros en el epígrafe “Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación” y de 36 millones en el epígrafe “Aprovisionamientos” como consecuencia de la valoración de las existencias de productos terminados y de materias primas, respectivamente, al menor entre su coste y su valor neto de realización.

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

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 el importe de existencias de crudo y productos terminados y semiterminados inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 175 y 93 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado una pérdida de 2 millones de euros en 2009 y una ganancia de 2 millones de euros en 2008.

El Grupo Repsol YPF cumple tanto a 31 de diciembre 2009, como a 31 de diciembre de 2008 con los requisitos sobre existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver nota 2), a través de las sociedades españolas que integran el Grupo.

## (15) PATRIMONIO NETO

### 15.1) Capital social

El capital social suscrito a 31 de diciembre de 2009 y 2008 está representado por 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas, de Nueva York y de Buenos Aires.

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

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

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

- (1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.
- (2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).
- (3) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la Compañía.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, informaron a la CNMV en enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. El pasado 4 de febrero de 2010, la entidad Blackrock, Inc. notificó a la CNMV que, como consecuencia de la adquisición el 1 de diciembre de 2009 del negocio de Barclays Global Investors, había pasado a tener una participación indirecta en el capital social de Repsol YPF, S.A. del 3,539% (43.213.390 acciones) a través de la sociedad Blackrock Investment Management (UK).

A 31 de diciembre de 2009 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización oficial:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol YPF, S.A.	1.220.863.463	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,73	18,59	euros
			Buenos Aires	102,00	103,80	pesos
			Nueva York	26,66	27,40	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	921.756.951	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	15,09	14,20	euros
YPF	393.312.793	100%	Buenos Aires	162,00	146,37	pesos
			Nueva York	43,75	39,00	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	360.640.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	2,33	2,27	Soles
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina, S.A.) (1)	13.439.520	100%	Bolsa Boliviana de Valores			
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas	40,50	39,82	euros
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)			

(1) YPFB Andina, S.A. no ha tenido movimientos durante el ejercicio 2009.

## 15.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2009 y 2008 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

## 15.3) Reservas

### Reserva legal

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

### Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "Reserva de revalorización" Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto-Ley 7/1996, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

### Otras reservas

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

#### 15.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2009, autorizó al Consejo de Administración "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 5% 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 tiene una duración de 18 meses, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2008.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con valor nominal de 12,22 millones de Euros, y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2009, Repsol YPF, S.A. o cualquiera de sus sociedades filiales, no mantienen acciones de la sociedad dominante.

Durante el ejercicio 2008 y al amparo de las autorizaciones anteriores conferidas por la Junta General Ordinaria de Accionistas, se adquirieron 12.924.428 acciones propias, que representaban el 1,06% del capital, por un importe de 261,73 millones de euros, con un valor nominal de 12,92 millones de euros. Asimismo, Repsol YPF enajenó en 2008 695.000 acciones, por un importe de 17,5 millones de euros cuyo valor nominal ascendía a 0,69 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2008 el Grupo mantenía un total de 12.229.428 acciones de la sociedad dominante cuyo coste de adquisición ascendió a 244,79 millones de euros.

#### 15.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

##### Por activos financieros disponibles para la venta

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

##### Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de

instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver epígrafe 4.22 de la nota 4 y nota 19).

#### Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la nota 3, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero según el procedimiento descrito en el epígrafe 4.22 de la nota 4 (ver nota 19).

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 2009 y 2008, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Trasferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(15)	21	5	1	(10)	22
Por coberturas de flujos de efectivo	3	42	(12)	(1)	(9)	41
Diferencias de conversión	(143)	141	-	(4)	(143)	137
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	(2)	-	-	-	(2)	-
	<u>(157)</u>	<u>204</u>	<u>(7)</u>	<u>(4)</u>	<u>(164)</u>	<u>200</u>

#### 15.6) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponde a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2009	2008
YPF, S.A.	790	879
Sociedades del Grupo Unión Fenosa (1)	322	-
Petronor, S.A.	93	85
Refinería La Pampilla, S.A.	84	69
CEG y CEG Río	56	40
Repsol Comercial de P.P., S.A.	30	27
Gas Natural ESP	24	27
EMPL	16	11
Gas Natural México, S.A. de CV	13	13
Otras compañías	12	19
Total	<u>1.440</u>	<u>1.170</u>

(1) La variación se ha producido por la adquisición de Unión Fenosa realizada por Gas Natural SDG en 2009. Dentro de este importe se incluyen acciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural por un importe nominal de 225 millones de euros (importe proporcional correspondiente al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural).

#### 15.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el que se detalla a

continuación:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Resultado procedente de operaciones interrumpidas (millones de euros)	12	-
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.559	2.555
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.211	1.215
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros) (1)</b>	<b><u>2009</u></b>	<b><u>2008</u></b>
Básico	1,29	2,10
Diluido	1,29	2,10

(1) El beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante en el ejercicio 2009 incluye un beneficio correspondiente a las actividades interrumpidas, que asciende a 0,01 euros por acción.

## **(16) DIVIDENDOS**

A continuación se detallan los dividendos pagados por Repsol YPF, S.A. en los ejercicios 2009 y 2008:

	<u>31/12/2009</u>			<u>31/12/2008</u>		
	<u>% sobre Nominal</u>	<u>Euros por acción</u>	<u>Importe (1)</u>	<u>% sobre Nominal</u>	<u>Euros por acción</u>	<u>Importe (2)</u>
Acciones ordinarias	147,5%	1,475	1.801	100%	1,00	1.220
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
<b>Dividendos totales pagados</b>						
a) Dividendos con cargo a resultados	147,5%	1,475	1.801	100%	1,00	1.220
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

(1) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta y complementario del ejercicio 2008 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2009 (pagado el 22 de diciembre de 2009), e incluye, 14 millones de euros correspondientes a acciones en patrimonio propias en poder del Grupo en el momento del pago.

(2) Este importe corresponde al pago del dividendo a cuenta y complementario del ejercicio 2007, e incluye 3 millones de euros de dividendos correspondientes a acciones en patrimonio propias.

El dividendo a cuenta de los beneficios de los ejercicios 2009 y 2008 recoge el dividendo bruto por acción distribuido por Repsol YPF, S.A. a cuenta de los beneficios de cada ejercicio. En 2009 el importe ascendió a 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción) y en 2008 a 641 millones de euros, si bien el importe que figura en el balance consolidado de 2008 es de 634 millones de euros (0,525 euros brutos por acción multiplicado por un número de acciones calculado una vez descontadas las acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago).

El dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2008, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol YPF, S.A. celebrada el 14 de Mayo de 2009, ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción); de este importe, 7 millones de euros correspondía a acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago del mismo.

En la propuesta de distribución de resultados correspondiente al ejercicio 2009 de Repsol YPF, S.A., que se presentará para su aprobación a la próxima Junta General de Accionistas, se solicitará la distribución de un dividendo complementario del ejercicio

2009, pagadero a partir del 8 de julio de 2010, de 519 millones de euros (0,425 euros brutos por acción).

## (17) PASIVOS FINANCIEROS

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

	Millones de euros	
	2009	2008
Pasivos financieros no corrientes	15.411	10.432
Derivados por operaciones comerciales (1)	1	5
Pasivos financieros corrientes	3.499	1.853
Derivados por operaciones comerciales (2)	42	23
	<u>18.953</u>	<u>12.313</u>

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

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

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2009 y 2008, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2009				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	5.343	-	5.343	5.343
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	9.925	-	9.925	10.489
Derivados	10	-	134	144	144
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>10</b>	<b>15.268</b>	<b>134</b>	<b>15.412</b>	<b>15.976</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.807	-	1.807	1.807
Obligaciones y otros valores negociables	-	1.626	-	1.626	1.695
Derivados	69	-	39	108	108
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>69</b>	<b>3.433</b>	<b>39</b>	<b>3.541</b>	<b>3.610</b>
<b>TOTAL</b>	<b>79</b>	<b>18.701</b>	<b>173</b>	<b>18.953</b>	<b>19.586</b>

**31 de diciembre de 2008**

	<b>Pasivos financieros mantenidos para negociar</b>	<b>Débitos y partidas a pagar</b>	<b>Derivados de cobertura</b>	<b>Total</b>	<b>Valor Razonable</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.962	-	1.962	1.970
Obligaciones y otros valores negociables (1)	-	8.156	-	8.156	7.914
Derivados	34	-	285	319	319
<b>Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes</b>	<b>34</b>	<b>10.118</b>	<b>285</b>	<b>10.437</b>	<b>10.203</b>
Deudas con entidades de crédito	-	1.556	-	1.556	1.548
Obligaciones y otros valores negociables	-	251	-	251	245
Derivados	54	-	15	69	69
<b>Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes</b>	<b>54</b>	<b>1.807</b>	<b>15</b>	<b>1.876</b>	<b>1.862</b>
<b>TOTAL</b>	<b>88</b>	<b>11.925</b>	<b>300</b>	<b>12.313</b>	<b>12.065</b>

(1) Incluye acciones preferentes por importe de 3.726 y 3.524 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

Nota: A 31 de diciembre de 2009 y 2008, se recogen 1.919 y 721 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 172 y 31 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

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:

	<b>Nivel 1</b>		<b>Nivel 2</b>		<b>Nivel 3</b>		<b>Total</b>	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
<b>Pasivos financieros mantenidos para negociar</b>	17	-	62	88	-	-	79	88
<b>Derivados de cobertura</b>	-	-	173	300	-	-	173	300
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>-</b>	<b>235</b>	<b>388</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>252</b>	<b>388</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.

La distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2009 y 2008 se detalla en el apartado 18.2 sobre el riesgo de liquidez de la nota 18.

Repsol YPF obtiene financiación en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (véase nota 19.3 Coberturas de inversión neta).

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

	<b>2009</b>		<b>2008</b>	
	<u>Volumen medio</u>	<u>Coste medio</u>	<u>Volumen medio</u>	<u>Coste medio</u>
Deudas con entidades de crédito	6.852	4,26%	3.590	5,71%
Acciones Preferentes	3.607	3,85%	3.423	6,02%
Obligaciones	6.267	4,98%	4.809	5,28%
	<b>16.726</b>	<b>4,44%</b>	<b>11.822</b>	<b>5,62%</b>

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 2009 y 2008:

	Saldo al 31/12/2008	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.756	3.170	(685)	456	10.697
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea sin Folleto informativo	-	-	-	2	2
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	651	119	(81)	163	852
<b>TOTAL</b>	<b>8.407</b>	<b>3.289</b>	<b>(766)</b>	<b>621</b>	<b>11.551</b>

	Saldo al 31/12/2007	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2008
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	7.682	186	(186)	74	7.756
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	700	-	(77)	28	651
<b>TOTAL</b>	<b>8.382</b>	<b>186</b>	<b>(263)</b>	<b>102</b>	<b>8.407</b>

El 27 de marzo de 2009, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V. (Holanda), emitió bonos garantizados por importe de 1.000 millones de euros, con vencimiento en 2014. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2009 de la citada emisión asciende a 1.000 millones de euros y tiene una calificación crediticia de Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch.

El 7 de agosto de 2009, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V. (Holanda), realizó una ampliación del bono con vencimiento 2017 y tipo de interés fijo anual de 4,75% por importe de 150 millones de euros. La calificación crediticia es de Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch.

El 16 de octubre de 2009, Repsol YPF, a través de su filial Repsol International Finance, B.V. (Holanda), emitió bonos garantizados por importe de 235,791 millones de euros, con vencimiento en 2017 y tipo de interés fijo de 4,75% para intercambiar por un importe equivalente de los bonos anteriormente vigentes con vencimiento 2010 y un tipo de interés del 6%. El saldo vivo a 31 de diciembre de 2009 de la emisión con vencimiento 2017 asciende a 885,791 millones de euros y tiene una calificación crediticia de Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch. Por otro lado, el saldo vivo a 31 de diciembre de 2009 y 2008 de los bonos con vencimiento 2010 y tipo de interés 6%, asciende a 943,4 millones de euros, y la calificación crediticia de esta emisión es Baa1 por Moody's, BBB por S&P y BBB+ por Fitch.

El 9 de Julio de 2009, Gas Natural Capital Markets, S.A., garantizados por Gas Natural SDG, S.A., emitió bonos por importe de 2.000 millones de euros (600 millones de euros

en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2014 y tipo de interés fijo de 5,25%, así como bonos por importe de 500 millones de euros (150 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2019 y tipo de interés fijo de 6,37%.

El 2 de Noviembre de 2009, Gas Natural Capital Markets, S.A., garantizados por Gas Natural SDG, S.A., emitió bonos por los siguientes importes y características: 500 millones de euros (150 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2014 y tipo de interés fijo de 3,12%, 1.000 millones de euros (300 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2016 y tipo de interés fijo de 4,37%, así como bonos por importe de 750 millones de euros (225 millones de euros en porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural), con vencimiento 2019 y tipo de interés fijo de 5,12%.

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2009 y 2008 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 31/12/2008	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2009
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	-	28	-	-	28

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

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

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol YPF, S.A., por un importe total de 5.563 millones de euros (correspondientes a un nominal de 5.579 millones de euros), contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “*cross-default*”), y, a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol YPF S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas.

Asimismo, en relación con las emisiones de ciertas obligaciones negociables por un importe global de 100 millones de euros (correspondientes a un nominal de 99 millones de euros), YPF, S.A. ha acordado ciertas cláusulas que incluyen entre otras, pagar todos sus pasivos a su vencimiento (vencimiento cruzado o “*cross-default*”), y no crear gravámenes que excedan el 15% del total de activos consolidados. En caso de incumplimiento de alguna de las cláusulas pactadas, el fiduciario o los tenedores titulares

de por lo menos un 25% del valor nominal total de dichas obligaciones negociables en circulación, podrán declarar exigible y pagadero el capital e intereses devengados de todas las obligaciones en forma inmediata.

De la misma manera, Gas Natural ha acordado compromisos financieros dentro de los contratos de financiación llevados a cabo con motivo de la adquisición de Unión Fenosa. Dichos compromisos financieros incluyen, entre otros, condiciones para la disposición de activos, el pago de dividendos de Unión Fenosa, S.A., la obtención de financiación, el cambio de control en Gas Natural, así como limitaciones expresadas en forma de ratios y magnitudes financieras. En caso de incumplimiento de los citados compromisos podría declararse el vencimiento anticipado de sus contratos financieros.

Adicionalmente, el Grupo Gas Natural tiene determinados proyectos de inversión (renovables y Unión Fenosa Gas) que 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 2009 asciende a 293 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural).

#### Acciones Preferentes

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

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

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

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

El valor contable de los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2009 y 2008 asciende a 3.547 y 3.524 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe “Deudas con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables” de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros (importe proporcional a la participación del grupo de Gas Natural).

## (18) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

### 18.1) Gestión de riesgos financieros

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

#### 18.1.1) 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:

- **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 operamos. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol YPF obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver nota 19).

- **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.

Repsol YPF contrata ocasionalmente derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver nota 19).

- **Riesgo de precio de commodities:** como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol YPF contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como coberturas a efectos de su reconocimiento contable (ver nota 19).

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.

### **Sensibilidad de los instrumentos financieros al riesgo de mercado**

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 divisa:** La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio como consecuencia de apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

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

	Apreciación (+)/depreciación (-) en el tipo de cambio	2.009	2.008
Efecto en el resultado después de impuestos	5% -5%	23 (25)	(2) 2
Efecto en el patrimonio neto	5% -5%	205 (226)	299 (330)

Adicionalmente, una apreciación del dólar frente al real brasileño y al peso argentino del 5% hubiera supuesto en 2009 un incremento aproximado en el resultado neto de 2 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño y al peso argentino del 5% habría supuesto en 2009 un incremento en patrimonio de 18 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente.

- b) **Riesgo de tipo de interés:**

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 la financiación neta (ver apartado Gestión del capital, al final de esta nota) a tipo fijo ascendía a 7.745 y 4.935 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 53% y 68%, respectivamente, de la financiación neta total.

La sensibilidad a la variación de los tipos de interés es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+)/descenso(-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2.009	2.008
Efecto en el resultado después de impuestos	+50 -50	(13) 13	(4) 4
Efecto en el patrimonio neto	+50 -50	20 (20)	25 (25)

- c) Riesgo de precio de commodities: a 31 de diciembre de 2009 y 2008, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones:

	Aumento(+)/disminuci ón (-) de un 10%	2.009	2.008
Efecto en el resultado después de impuestos	+10% -10%	(50) 50	(27) 27

### 18.1.2) Riesgo de liquidez

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

Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

31 de diciembre de 2009	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	Siguientes	
Proveedores	3.491	-	-	-	-	-	3.491
Otros acreedores	4.127	-	-	-	-	-	4.127
Préstamos y otras deudas financieras (1)	3.559	2.630	1.772	2.789	3.027	3.382	17.159
Acciones preferentes (1) (2)	70	57	57	233	55	3.504	3.976
Derivados (1)	96	26	10	2	14	6	154

31 de diciembre de 2008	Vencimientos (Millones de euros)						Total
	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	Siguientes	
Proveedores	3.174	-	-	-	-	-	3.174
Otros acreedores	5.024	-	-	-	-	-	5.024
Préstamos y otras deudas financieras (1)	1.957	2.405	502	1.111	1.314	2.562	9.851
Acciones preferentes(1) (2)	132	129	129	128	128	3.521	4.167
Derivados (1) (3)	(27)	(93)	(29)	(1)	3	(88)	(235)

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

- (1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.
- (2) Las acciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor (ver detalles en la Nota 17). En la tabla se ha supuesto que se cancelan con posterioridad a 2014 excepto las emitidas por Union Fenosa Financial Services USA, del grupo Gas Natural para las que se ha supuesto su vencimiento en 2013. 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.
- (3) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la nota 19.

### 18.1.3) 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.

#### Exposición máxima

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 6.001 y 5.744 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2009 y 2008.

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 13 sobre activos financieros se incluyen las provisiones para insolvencias a 31 de diciembre de 2009 y 2008. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

<b>Exposición máxima</b>	Millones de euros	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
- Deudas comerciales	6.396	6.074
- Derivados	247	403
- Efectivo y Equivalente al efectivo	2.308	2.922

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es limitado porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras con calificaciones crediticias elevadas debidamente documentadas conforme a las convenciones de mercado que regulan estas operaciones de mercado financieras. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen una elevada calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

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

### **Política de garantías**

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

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.533 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y de 2.462 millones de euros a 31 de diciembre de 2008. Si se contemplan los importes máximos garantizados en los acuerdos de comercialización de la tarjeta Solred firmados con bancos y cajas la cifra correspondiente a 2009 se vería incrementada en 359 millones de euros. De este importe, las deudas comerciales a 31 de diciembre de 2009 y 2008 están cubiertas con garantías por un importe de 779 y 701 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2009, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 24 millones de euros. En 2008 esta cifra se situó en 10 millones de euros.

## Activos financieros en mora no deteriorados

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

Vencimientos	Millones de euros	
	2009	2008
- Deuda no vencida	5.440	5.098
- Deuda vencida 0-30 días	173	409
- Deuda vencida 31-180 días	186	199
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	201	38
<b>Total</b>	<b>6.001</b>	<b>5.744</b>

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

Los activos financieros deteriorados están desglosados en la nota 13.

### 18.2) Gestión del capital

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

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta un ratio de apalancamiento que se define como relación entre la financiación neta y el patrimonio neto:

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

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

- La financiación neta incluye tanto la deuda financiera neta como las acciones preferentes. El importante peso de las acciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración dentro del concepto financiación neta, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda.
- El ratio utiliza el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. Por ello, este ratio refleja con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

La financiación neta incluye los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

	Millones de euros	
	2009	2008
Pasivos financieros no corrientes	15.411	10.432
Menos Acciones Preferentes (ver nota 17)	(3.726)	(3.524)
Pasivos financieros corrientes	3.499	1.853
Activos financieros no corrientes	(1.732)	(2.465)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 13)	173	881
Otros activos financieros corrientes (1)	(332)	(498)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.308)	(2.922)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés (ver nota 17)	(57)	(275)
<b>Deuda financiera neta</b>	<b>10.928</b>	<b>3.482</b>
Acciones Preferentes (ver nota 17)	3.726	3.524
<b>Financiación neta (2)</b>	<b>14.654</b>	<b>7.006</b>

- (1) No incluye 381 millones de euros, 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.
- (2) Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2009 y 2008, se recogen 1.919 y 721 millones de euros en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y 172 y 31 millones de euros en el epígrafe “Otros acreedores” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado (ver nota 23).

La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro del mismo como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2009 y 2008, este ratio se ha situado en el 40,7% y el 25,0%, respectivamente.

El incremento de deuda neta en el ejercicio 2009 se explica en gran medida por el impacto que ha tenido la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, tanto por el volumen de inversión que ha supuesto como por la integración contable de la propia deuda de Unión Fenosa.

## **(19) OPERACIONES CON DERIVADOS**

Durante el ejercicio 2009 el Grupo Repsol YPF lleva a cabo las siguientes operaciones de cobertura:

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

Adicionalmente, el Grupo Repsol YPF realizó en 2009 y 2008 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 2009 y 2008 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2009

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
<b>Derivados de cobertura:</b>	<b>86</b>	<b>137</b>	<b>(134)</b>	<b>(39)</b>	<b>50</b>
<b>De Valor razonable:</b>	<b>84</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>86</b>
- de tipo de interés	84	-	-	-	84
- de tipo de cambio	-	5	-	(2)	3
- de precio de producto	-	-	-	(1)	(1)
<b>De Flujos de efectivo:</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>(127)</b>	<b>(8)</b>	<b>(131)</b>
- de tipo de interés	2	-	(127)	(3)	(128)
- de tipo de cambio	-	2	-	(1)	1
- de precio de producto	-	-	-	(4)	(4)
<b>De Inversión neta</b>	<b>-</b>	<b>130</b>	<b>(7)</b>	<b>(28)</b>	<b>95</b>
<b>Otros derivados</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>(10)</b>	<b>(70)</b>	<b>(55)</b>
<b>TOTAL (1)</b>	<b>86</b>	<b>162</b>	<b>(144)</b>	<b>(109)</b>	<b>(5)</b>

(1) Incluye instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 57 millones de euros.

Datos en millones de euros

31 de diciembre de 2008

Clasificación	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
<b>Derivados de cobertura:</b>	<b>131</b>	<b>149</b>	<b>(285)</b>	<b>(15)</b>	<b>(20)</b>
<b>De Valor razonable:</b>	<b>65</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>68</b>
- de tipo de interés	64	-	-	-	64
- de tipo de cambio e interés	1	-	-	(3)	(2)
- de tipo de cambio	-	8	-	(2)	6
<b>De Flujos de efectivo:</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>(155)</b>	<b>(6)</b>	<b>(147)</b>
- de tipo de interés	-	4	(155)	-	(151)
- de tipo de cambio	-	5	-	(5)	-
- de precio de producto	-	5	-	(1)	4
<b>De Inversión neta</b>	<b>66</b>	<b>127</b>	<b>(130)</b>	<b>(4)</b>	<b>59</b>
<b>Otros derivados</b>	<b>15</b>	<b>108</b>	<b>(34)</b>	<b>(54)</b>	<b>35</b>
<b>TOTAL (1)</b>	<b>146</b>	<b>257</b>	<b>(319)</b>	<b>(69)</b>	<b>15</b>

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

### 19.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda

atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período. Las operaciones más significativas se detallan a continuación.

El efecto registrado en la cuenta de resultados a 31 de diciembre de 2009 y 2008 por los instrumentos de cobertura ha ascendido a un beneficio de 15 y 44 millones de euros, respectivamente, registrados en el “Resultado financiero” y a una pérdida de 1 millón de euros en 2009 y un beneficio de 2 millones de euros en 2008 registradas en el epígrafe “Resultado de explotación”. Ambos efectos se han visto compensados en un importe equivalente, registrado en los mismos epígrafes de la cuenta de resultados, por la valoración a valor razonable de los elementos cubiertos. El efecto neto en el resultado es nulo al no existir inefectividad.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación

### ***Opciones sobre tipos de interés***

En mayo de 2001 Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero, sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes realizada en dicha fecha (ver nota 17).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

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

Mediante estas operaciones de compra-venta de opciones sobre tipo de interés, el coste final para Repsol YPF de esta emisión de acciones preferentes durante los diez primeros años, ha quedado establecido en un tipo de interés variable de EURIBOR a 3 meses.

Asimismo, en abril de 2002, con fecha efectiva 30 de junio de 2002, Repsol YPF llevó a cabo una operación de compra-venta de opciones de tipo de interés a coste cero sobre un nocional de 1.000 millones de euros ligados a la emisión de acciones preferentes por importe de 2.000 millones de euros realizada en diciembre de 2001 (ver nota 17).

Seguidamente se detallan las características de estas opciones:

- Repsol YPF ha vendido un derecho en virtud del cual si la contraparte ejerce el derecho, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 7% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral a partir del 30 de junio de 2002, siendo la fecha del primer vencimiento el 30 de septiembre de 2002 y del último el 31 de diciembre de 2011.
- Repsol YPF ha comprado un derecho en virtud del cual si ejerce el mismo, Repsol YPF pagaría EURIBOR a 3 meses y recibiría un 4% TAE, sobre el nocional antes indicado, con períodos de liquidación trimestral e idénticas fechas de vencimiento a las indicadas en el párrafo anterior.

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

A 31 de diciembre de 2009 y 2008, el valor razonable de estas operaciones de compra-venta de opciones de tipo de interés ha sido de 84 y 64 millones de euros respectivamente, registrados en el activo del balance de situación adjunto.

### *Operaciones sobre tipos de interés*

A 31 de diciembre de 2009, Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de valor razonable de tipo de interés. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>1.) Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	1	1	1	1	8	-	12	-
Tipo medio a pagar (EUR)	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%			
Tipo medio a cobrar (EUR)	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%			

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

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés para cubrir el valor razonable de las operaciones financieras contratadas. El detalle de dichas operaciones a 31 de diciembre de 2009 y 2008, es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (BRL)	1	1	1				3	-
Tipo medio a pagar (BRL)	101,9 CDI - 129% CDI	101,9 CDI - 129% CDI	101,9 CDI - 129% CDI	-	-	-		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor a.t + 0,6%a.s	libor a.t + 0,6%a.s	libor a.t + 0,6%a.s	-	-	-		

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (BRL)	1	1	1	1	-	-	4	1
			101,90%					
Tipo medio a pagar (BRL)	CDI + 4,97%	101,90% CDI 129% CDI	CDI 129% CDI	101,90% CDI	-	-		
		LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ +	LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ +					
Tipo medio a cobrar (USD)	USD + 8,30%	10,59% a.a	10,59% a.a	LIBOR a.t + 0,60% a.a	-	-		
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (BRL)	5	-	-	-	-	-	5	(3)
	101,90% CDI							
Tipo medio a pagar (BRL)	113,04% CDI	-	-	-	-	-	-	-
	LIBOR a.t + 0,60% a.a US\$ +							
Tipo medio a cobrar (USD)	7,66% a.a	-	-	-	-	-	-	-

### Operaciones sobre tipos de cambio

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2009, Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de valor razonable por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, era el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	163	-	-	-	-	-	163	3
Tipo de cambio medio de contrato	1,46							
<b>MAD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (MAD)	1	-	-	-	-	-	1	-
Tipo de cambio medio de contrato	7,98							

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

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	136	-	-	-	-	-	136	6
Tipo de cambio medio de contrato	1,43							
<b>MAD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (MAD)	2	-	-	-	-	-	2	-
Tipo de cambio medio de contrato	8,13							

(1) En millones de euros equivalentes

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

## 19.2) Coberturas de Flujo de Efectivo

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

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

### Operaciones sobre tipos de interés

#### i. Permutas financieras de tipo de interés

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 el Grupo Repsol YPF mantiene como cobertura de flujos de efectivo las siguientes permutas financieras de tipo de interés:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>1.) Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	750	-	-	-	750	(42)
Tipo medio a pagar (EUR)			4,23%					
Tipo medio a cobrar (EUR)			euribor 3m					
Importe Contrato/nocional (USD)	33	6	6	7	7	274	333	(35)
Tipo medio a pagar (USD)	1,66%	5,24%	5,24%	5,24%	5,25%	5,27%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses	libor 3 meses		
Importe Contrato/nocional (EUR)	0,42	180,51	0,48	2,40	0,90	0,63	185	(6)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,58%	3,15%	3,58%	3,58%	3,58%	3,58%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m	Euribor 6m		
Importe Contrato/nocional (EUR)	600	503	-	-	-	-	1.103	(24)
Tipo medio a pagar (EUR)	1,12%	3,83						
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 1m	Euribor 1m						
Importe Contrato/nocional (EUR)	60	90	60	-	-	-	210	(10)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,77%	3,77%	3,77%					
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 1m	Euribor 1m	Euribor 1m					
Importe Contrato/nocional (EUR)	2,30	2,97	3,20	3,80	3,30	36,70	52,27	(2)
Tipo medio a pagar (EUR)	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%		
Importe Contrato/nocional (ARS)	1,65	-	-	-	-	-	1,65	-
Tipo medio a pagar (ARS)	17,25%							
Tipo medio a cobrar (ARS)	Badlar							
Importe Contrato/nocional (USD)	2	1	49	2	1	15	69	(2)
Tipo medio a pagar (USD)	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m	libor 6 m		
Importe Contrato/nocional (USD)	2	2	2	2	2	28	38	(3)
Tipo medio a pagar (USD)	4,82%	4,82%	4,82%	4,82%	4,82%	4,82%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6	libor 6 m+0,6		
Importe Contrato/nocional (USD)	11	2	3	3	3	10	32	(4)
Tipo medio a pagar (USD)	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%	6,38%		
Tipo medio a cobrar (USD)	libor 3m	libor 3m	libor 3m	libor 3m	libor 3m	libor 3m		

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

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de acciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. Estas permutas financieras fueron liquidadas en el ejercicio 2008 con una pérdida por la liquidación de 0,2 millones de euros.

La pérdida acumulada registrada en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor” a 31 de diciembre de 2009 y 2008 asciende a 39 y 43 millones de euros, respectivamente y será amortizada a lo largo de la vida de las acciones preferentes que cubrían. El importe de los “Ajustes por cambio de valor” traspasado a resultados en el ejercicio 2009 y 2008 por este concepto ha ascendido a un gasto de 4 millones de euros en ambos ejercicios.

## ii. Opciones sobre tipo de interés

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas opciones sobre tipos de interés. El detalle de dichas operaciones de cobertura es el siguiente:

31 diciembre de 2009	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	Total	Razonable
	(millones de euros)							
Collar								
Importe Contrato/nocional (EUR)	1,87	1,15	3,85	0,75	0,78	0,78	9,18	-
Opción Cap compra								
Tipo medio a pagar	5,21%	5,65%	5,37%	5,65%	5,65%	5,65%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
Opción Floor venta								
Tipo medio a pagar	3,30%	3,63%	3,98%	3,63%	3,63%	3,63%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		

31 diciembre de 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
1.) Collar								
Importe Contrato/nocional (EUR)	5,17	1,93	1,19	3,97	0,77	1,60	14,63	-
<i>Opción Cap compra</i>								
Tipo medio a pagar	5,32%	5,20%	5,64%	5,38%	5,60%	5,55%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
<i>Opción Floor venta</i>								
Tipo medio a pagar	3,54%	3,30%	3,62%	4,01%	3,54%	3,44%		
Tipo medio a cobrar	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor	Euribor		
2.) Opción forward starting								
Importe Contrato/nocional (BRL)	1,28	-	-	-	-	-	1,28	-
<i>Opción Cap compra</i>	14,30%							
Tipo a pagar	100% CDI							
Tipo a cobrar								

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

A 31 de diciembre de 2008, Repsol YPF tenía contratadas, a través de su participación en Gas Natural, las siguientes operaciones de permuta financiera mixta de divisas y tipos de interés contratadas como cobertura de tipo de interés:

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato (USD)		13	-	-	-	-	13	2
Tipo medio a pagar(ARS)		14,30%						
Tipo medio a cobrar (USD)		Libor 6m						
<b>Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato (USD)		3	12	2	3	3	14	37
Tipo medio a pagar(USD)		6,38%						(6)
Tipo medio a cobrar (USD)		Libor 3m						

### *Operaciones sobre tipos de cambio*

Contratos de compra-venta de divisas a plazo

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF a través de su participación en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L., Gas Natural y otras filiales tiene contratadas operaciones a plazo como cobertura de flujo de caja por la exposición al riesgo de tipo de cambio. El detalle de dichas operaciones, es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	244	2	2	2	2	2	254	2
Tipo de cambio medio de contrato	1,44	1,29	1,30	1,31	1,32	1,33		
<b>Euro/USD (2)</b>								
Importe Contrato (EUR)	441	-	-	-	-	-	441	(1)
Tipo de cambio medio de contrato	1,44							

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable (1)
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	165	2	2	2	2	4	177	(5)
Tipo de cambio medio de contrato	1,39							
<b>USD/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (USD)	37	3	-	-	-	-	40	-
Tipo de cambio medio de contrato	1,38	1,38						
<b>JPY/Euro (2)</b>								
Importe Contrato (JPY)	21	-	-	-	-	-	21	5
Tipo de cambio medio de contrato	156,45							

(1) En millones de euros equivalentes

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

### *Operaciones de cobertura de precios de la materia prima*

A 31 de diciembre de 2009 y 2008 Repsol YPF, a través de su participación en Gas Natural, tiene contratadas permutas financieras de cobertura sobre el precio de gas natural y la electricidad denominadas en euros por un importe neto nominal de 54 y 27 millones de euros respectivamente y con un valor razonable neto negativo de 4 millones de euros en 2009 y positivo de 4 millones de euros en 2008.

### 19.3) Coberturas de Inversión Neta

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

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

A continuación se detalla el inventario de las operaciones más significativas de derivados financieros existentes a 31 de diciembre de 2009 y 2008:

#### i) Contratos de compra-venta de divisas a plazo

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

31 diciembre 2008	Vencimientos						Valor	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Razonable (1)
<b>Eur/USD (2)</b>								
Importe Contrato (EUR)	1.678	-	-	-	-	-	1.678	124
Tipo de cambio medio de contrato	1,2846							

(1) En millones de euros equivalentes

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

En el ejercicio 2009 se ha discontinuado el tratamiento como cobertura contable de estos instrumentos. La disminución del valor razonable de los mismos desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha de discontinuación y liquidación, por importe de 117 millones de euros, ha sido registrada como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor".

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

El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el balance de situación, a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Valor	
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes	Total	Razonable
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	342	-	-	-	158	-	500	(35)
Tipo medio a pagar (USD)	3,02%	-	-	-	3,88%	-		
Tipo medio a cobrar (EUR)	4,42%	-	-	-	4,22%	-		

31 diciembre 2008	Vencimientos						Valor	
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes	Total	Razonable
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	342	-	750	700	658	2.450	(195)
Tipo medio a pagar (USD)	-	3,02%	-	4,97%	5,25%	4,95%		
Tipo medio a cobrar (EUR)	-	4,42%	-	4,22%	4,41%	4,41%		

En el ejercicio 2009 se ha discontinuado el tratamiento como cobertura contable de CCIRS por un importe nocional de 1.950 millones de euros. El incremento de valor razonable de los mismos desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha de discontinuación ha ascendido a 7 millones de euros, y ha sido registrado como diferencias de conversión en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor". Posteriormente dichos instrumentos han sido liquidados y como consecuencia de dicha liquidación se ha registrado un ingreso de 168 millones de euros en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados del ejercicio 2009, que está contenido en el importe de "resultado de otras operaciones con derivados" mencionado en el apartado 19.4).

Adicionalmente a los instrumentos detallados en los cuadros anteriores, el Grupo tiene contratados CCIRS con un nocional de 300 millones de euros equivalentes con vencimiento en 2010 que fueron discontinuados como cobertura con fecha 21 de febrero de 2008 y que, desde entonces, son considerados especulativos (ver epígrafe 19.4 ii) de esta nota). En el momento de la discontinuación su valor razonable ascendía a 130 millones de euros que se encuentran registrados en el activo del balance como derivados financieros de cobertura de inversión neta.

## 19.4) Otras operaciones con derivados

Repsol YPF tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

El efecto registrado en la cuenta de resultados de los ejercicios 2009 y 2008, tanto por los instrumentos vivos a 31 de diciembre como por los instrumentos liquidados durante el ejercicio, ha ascendido a un ingreso de 213 y 86 millones de euros, respectivamente, registrados en el “Resultado financiero” y a una pérdida de 84 millones de euros en 2009 y a un ingreso de 36 millones de euros en 2008 registrados en el “Resultado de explotación”.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

### i) Permutas financieras sobre tipos de interés

El Grupo ha contratado permutas financieras para cubrir económicamente el riesgo de tipo de interés que no califican como cobertura contable a 31 de diciembre de 2009 y 2008 con el siguiente desglose:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>1.) Variable a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	300	-	-	-	-	-	-	(16)
Tipo medio a pagar (EUR)	6,00%							
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m + 0,51							

  

31 diciembre 2008	Vencimientos					Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013		
	(millones de euros)						
<b>1.) Variable a Fijo</b>							
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	300	(18)
Tipo medio a pagar (EUR)		6,00%					
Tipo medio a cobrar (EUR)	Euribor 3m + 0,51%						

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

Durante 2008 el Grupo discontinuó operaciones de permuta mixtas utilizadas como cobertura de inversión neta por importe de 2.175 millones de euros, de las cuales se cancelaron operaciones a lo largo del año por importe de 1.875 millones de euros.

Las permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés correspondientes a las coberturas discontinuadas que no han sido canceladas y que permanecen en los estados financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2009, derivados no considerados como cobertura contable, son las que se detallan a continuación:

31 diciembre 2009	Vencimientos					Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014		
	(millones de euros)						
<b>Fijo a Fijo</b>							
Importe Contrato/nocional (EUR)	300		-	-	-	300	128
Tipo medio a pagar (USD)	6,94%						
Tipo medio a cobrar (EUR)	6,00%						

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (EUR)	-	300	-	-	-	-	300	121
Tipo medio a pagar (USD)		6,94%						
Tipo medio a cobrar (EUR)		6,00%						

La valoración a mercado de estos instrumentos financieros hasta el momento de la discontinuación de la cobertura ascendía en febrero de 2008 a 130 millones de euros (ver epígrafe 19.3 ii de esta nota). La variación del valor razonable de los mismos desde el momento de la discontinuación de la cobertura hasta el 31 de diciembre de 2009 (2 millones) y el 31 de diciembre de 2008 (9 millones de euros) ha sido registrada como pasivo por instrumentos derivados no considerados como cobertura contable.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2009, el Grupo tiene contratadas las siguientes permutas financieras mixtas de divisa y tipo de interés no registradas como cobertura contable:

31 diciembre 2009	Vencimientos					Siguientes	Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014			
	(millones de euros)							
<b>Fijo a Fijo</b>								
Importe Contrato/nocional (JPY)	-		-	-	-	1	1	(8)
Tipo medio a pagar (JPY)						7,09%		
Tipo medio a cobrar (USD)						4,75%		

### iii) Otros contratos a plazo

Repsol YPF tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio. El valor nominal, vencimiento y valor razonable de estos instrumentos financieros registrado en el balance de situación a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

31 diciembre 2009	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Euro/USD</b>								
Importe Contrato (EUR)	2.222	-	-	-	-	-	2.222	7
Tipo de cambio medio de contrato	1,4363							
<b>USD/Euro</b>								
Importe Contrato (USD)	367	-	-	-	-	-	367	(8)
Tipo de cambio medio de contrato	1,4113							
<b>CLP/USD</b>								
Importe contrato (CLP)	74	-	-	-	-	-	74	-
Tipo cambio medio de contrato	506,56							
<b>USD/PEN</b>								
Importe contrato (USD)	12	-	-	-	-	-	12	-
Tipo cambio medio de contrato	2,89							
<b>USD/BRL</b>								
Importe contrato (USD)	329	-	-	-	-	-	329	(2)
Tipo cambio medio de contrato	1,76							
<b>CAD/USD</b>								
Importe contrato (USD)	19	-	-	-	-	-	19	-
Tipo cambio medio de contrato	1,05							
<b>JPY/USD</b>								
Importe contrato (USD)	28	-	-	-	-	-	28	-
Tipo cambio medio de contrato	1,05							

31 diciembre 2008	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes		
	(millones de euros)							
<b>Euro/USD</b>								
Importe Contrato (EUR)	2.106	-	-	-	-	-	2.106	48
Tipo de cambio medio de contrato	1,3585							
<b>USD/Euro</b>								
Importe Contrato (USD)	1.275	-	-	-	-	-	1.079	(27)
Tipo de cambio medio de contrato	1,3618							
<b>CLP/USD</b>								
Importe contrato (CLP)	47	-	-	-	-	-	47	-
Tipo cambio medio de contrato	643,49							
<b>USD/PEN</b>								
Importe contrato (USD)	18	-	-	-	-	-	18	-
Tipo cambio medio de contrato	3,12							

(1) En millones de euros.

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

#### iv) Equity Swaps

En 2008 Gas Natural firmó contratos de Equity Swaps con las entidades UBS Limited, ING Belgium y Société Générale representativas del 9,40% del capital social, sobre un total de 85.886.762 acciones de Unión Fenosa, S.A como subyacente, que permitía a Gas Natural liquidar la operación, bien por diferencias (liquidación en efectivo), bien mediante la adquisición de las mencionadas acciones (liquidación física) a partir de la obtención de las autorizaciones necesarias para ello. Cada acuerdo establecía un rango de precio máximo (entre 17,13 y 17,57 euros por acción, en función del acuerdo). El valor

razonable registrado en el balance a 31 de diciembre de 2008 por estas operaciones ascendía a 11 millones de euros. En el ejercicio 2009 Gas Natural ha liquidado estos instrumentos en el proceso de adquisición de Unión Fenosa (ver nota 30).

v) Contratos a futuro sobre productos

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

A 31 de diciembre de 2009 y 2008, las posiciones contratadas abiertas eran las siguientes:

31 diciembre 2009	Unidades	Vencimientos						Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2010	2011	2012	2013	2014	Siguientes		
<b>Contratos de compra</b>									
BRENT	Miles de barriles	1.499	-	-	-	-	-	1.499	3
WTI	Miles de barriles	1.500	-	-	-	-	-	1.500	2
NYMEX HHO	Miles de barriles	62	-	-	-	-	-	62	-
IPE GO	Miles de toneladas	135	-	-	-	-	-	135	2
RBOB	Miles de barriles	855	-	-	-	-	-	855	-
Henry Hub	TBTU	30	-	-	-	-	-	30	-
<b>Contratos de venta</b>									
BRENT	Miles de barriles	4.036	-	-	-	-	-	4.036	(6)
WTI	Miles de barriles	4.411	-	-	-	-	-	4.411	(11)
NYMEX HHO	Miles de barriles	982	-	-	-	-	-	982	(2)
IPE GO	Miles de toneladas	229	-	-	-	-	-	229	(4)
RBOB	Miles de barriles	602	-	-	-	-	-	602	(1)
Henry Hub	TBTU	86	-	-	-	-	-	86	1
<b>Swaps</b>									
WTI	Miles de barriles	1.350	-	-	-	-	-	1.350	(4)
Brent	Miles de barriles	7.268	-	-	-	-	-	7.268	3
JET	Miles de toneladas	190	-	-	-	-	-	190	(1)
UNL 87	Miles de barriles	230	-	-	-	-	-	230	(1)
GO	Miles de toneladas	185	-	-	-	-	-	185	(1)
Premium Unl	Miles de toneladas	3	-	-	-	-	-	3	-
Fuel Oil	Miles de toneladas	77	67	67	68	-	-	279	-
Nafta	Miles de toneladas	188	-	-	-	-	-	188	(1)
<b>Swaps de fletes</b>									
BITRA	Miles de toneladas	240	-	-	-	-	-	240	-
<b>Opciones</b>									
<b>Contratos de compra</b>									
Call	Miles de barriles	2.000	-	-	-	-	-	2.000	-
Put	Miles de barriles	17.000	-	-	-	-	-	17.000	-
<b>Contratos de venta</b>									
Call	Miles de barriles	7.800	-	-	-	-	-	7.800	(1)
Put	Miles de barriles	7.000	-	-	-	-	-	7.000	-
<b>COLLAR Fuel Oil</b>									
Compra CALL	Toneladas	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-
Venta PUT	Toneladas	6.900	-	-	-	-	-	6.900	-

31 diciembre 2008	Miles de barriles excepto (*)	Vencimientos							Total	Valor Razonable (Millones euros)
		2009	2010	2011	2012	2013	Siguientes			
<b>Contratos de compra</b>										
WTI	523	523	-	-	-	-	-	523	(1)	
NYMEX HHO	42	42	-	-	-	-	-	42	-	
IPE GO (*)	113	113	-	-	-	-	-	113	(6)	
RBOB	35	35	-	-	-	-	-	35	-	
<b>Contratos de venta</b>										
WTI	1.707	1.707	-	-	-	-	-	1.707	-	
IPE GO (*)	138	138	-	-	-	-	-	138	-	
IPE BRENT	834	834	-	-	-	-	-	834	(2)	
NYMEX HHO	570	570	-	-	-	-	-	570	6	
<b>Swaps</b>										
WTI	2.600	2.600	-	-	-	-	-	2.600	15	
Brent	11.211	11.211	-	-	-	-	-	11.211	(4)	
JET	63	63	-	-	-	-	-	63	12	
HHO	295	295	-	-	-	-	-	295	-	
GO (*)	49	49	-	-	-	-	-	49	-	
Propano (*)	50	50	-	-	-	-	-	50	-	
Fuel Oil (*)	50	50	-	-	-	-	-	50	-	
Nafta (*)	6	6	-	-	-	-	-	6	-	

(\*) En miles de toneladas

El epígrafe de balance “Otros deudores” incluye en 2009 y 2008, 1 y 7 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 4.22 de la nota 4.

Adicionalmente, el Grupo a través de su participación en Gas Natural, tiene derivados por operaciones sobre el precio de las materias primas por un valor razonable negativo de 1 millón de euros y nocionales de aproximadamente 2 millones de euros.

vi) 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 es aproximadamente 1 millón de euros.

## (20) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2009 y 2008, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2009 y 2008, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones no corrientes				Provisiones corrientes		
	Provisión para pensiones (1)	Desmantelamiento de campos	Otras provisiones	Total	Provisión para pensiones (1)	Otras provisiones	Total
<b>Saldo a 1 de enero de 2008</b>	<b>66</b>	<b>931</b>	<b>1.568</b>	<b>2.565</b>	<b>3</b>	<b>283</b>	<b>286</b>
Dotaciones con cargo a resultados (2) .....	2	82	627	711	2	39	41
Aplicaciones con abono a resultados (3) .....	(2)	(1)	(160)	(163)	-	(7)	(7)
Cancelación por pago .....	(9)	(19)	(98)	(126)	-	(233)	(233)
Variaciones del perímetro de consolidación .....	-	(9)	(17)	(26)	-	-	0
Diferencias de conversión .....	(2)	49	50	97	-	10	10
Reclasificaciones y otros movimientos (5) .....	1	68	(409)	(340)	5	337	342
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2008</b> .....	<b>56</b>	<b>1.101</b>	<b>1.561</b>	<b>2.718</b>	<b>10</b>	<b>429</b>	<b>- 439</b>
Dotaciones con cargo a resultados (2) .....	34	109	576	719	-	20	20
Aplicaciones con abono a resultados (3) .....	(19)	(24)	(188)	(231)	(1)	(54)	(55)
Cancelación por pago .....	(15)	(41)	(83)	(139)	(4)	(170)	(174)
Variaciones del perímetro de consolidación (4) .....	186	30	163	379	-	33	33
Diferencias de conversión .....	7	(34)	(31)	(58)	-	(4)	(4)
Reclasificaciones y otros movimientos (5) .....	(11)	(3)	(277)	(291)	-	23	23
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b> .....	<b>238</b>	<b>1.138</b>	<b>1.721</b>	<b>3.097</b>	<b>5</b>	<b>277</b>	<b>- 282</b>

(1) Ver nota 21.

- (2) En el ejercicio 2008 el epígrafe "Otras provisiones" incluye dotaciones por (i) 208 millones de euros por provisión por el consumo de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, (ii) 133 millones de euros por contingencias medioambientales, (iii) 82 millones de euros para litigios. La dotación también incluye 151 millones de euros de actualización financiera de las provisiones. En el ejercicio 2009 el epígrafe "Otras provisiones" incluye dotaciones por (i) 163 millones de euros por provisión por el consumo de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, (ii) 45 millones de euros por contingencias medio ambientales, (iii) 126 millones de euros para litigios (ver nota 35). Del total de dotaciones con cargo a resultados, 233 millones de euros corresponden a la actualización financiera de provisiones.
- (3) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.
- (4) Corresponde fundamentalmente a la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada por Gas Natural (ver nota 30).
- (5) El epígrafe "Desmantelamiento de campos" incluye 68 y 33 millones de euros en 2008 y 2009, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios.

## **(21) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL**

### a) Planes de pensiones de aportación definida

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

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

En YPF y otras filiales fuera de España existen también planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural 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 estos planes de pensiones ha ascendido a 45 y 42 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente.

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 2009 y 2008 ha ascendido a 3 y 6 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

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

	.2009	2008
España (ver b.1)	117	13
Colombia (ver b.2)	67	-
Brasil (ver b.3)	21	9
Estados Unidos (ver b.4)	20	27
Resto	18	17
<b>Total (1)</b>	<b>243</b>	<b>66</b>

(1) La variación corresponde fundamentalmente a la incorporación de los planes de pensiones de prestación definida del grupo Unión Fenosa, tras la combinación de negocios con Gas Natural (ver nota 30).

b.1) A 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, el Grupo a través de Gas Natural, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensionistas (jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos).
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Planes de jubilación anticipada.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

Adicionalmente se incorporan como consecuencia de la adquisición de Unión Fenosa por Gas Natural, los siguientes compromisos para determinados colectivos de algunas filiales de Unión Fenosa en España:

- Compromisos por pensiones: el personal pasivo jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo, devengan un derecho a complementos de pensiones de prestación definida.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación.
- Complementos salariales y cotizaciones a la seguridad social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria.

b.2) Asimismo, se incorporan como consecuencia de la adquisición de Unión Fenosa a través de Gas Natural, 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 2009 Repsol YPF tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural, 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.

Asimismo, Repsol YPF, a través de su filial REFAP, en Brasil, tiene planes de pensiones de prestación definida que proporcionan para determinados colectivos de empleados de esta sociedad complementos a las prestaciones de la seguridad social y asistencia sanitaria.

- b.4) Una filial de YPF otorga planes de pensiones, planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales y prestaciones por sanidad y riesgos de fallecimiento.

Los trabajadores a tiempo completo de dicha sociedad tenían reconocidos planes de pensiones no contributivos gestionados por terceros hasta el 20 de marzo de 2008, fecha en la que esta filial adquirió ciertos contratos con Prudential Insurance Company para cancelar sus obligaciones asumidas en relación con dos de los planes de pensiones no contributivos, pagando una prima de 115 millones de dólares (83 millones de euros).

A 31 de diciembre de 2009 esta compañía mantiene un plan de pensiones no contributivo, que no ha sido cancelado, para directivos, personas con alta responsabilidad en la empresa, así como antiguo personal que trabajaba en empresas de su grupo. Adicionalmente, dicha sociedad otorga prestaciones por planes médicos, seguros de vida y otros beneficios sociales a algunos de sus empleados que se jubilan anticipadamente, así como prestaciones por sanidad y riesgo de fallecimiento a empleados discapacitados y prestaciones de riesgo de fallecimiento para ejecutivos retirados.

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

El detalle de las 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:

Valor actual de las obligaciones	2009				2008			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	60	-	26	27	56	-	32	36
Variaciones del perímetro de consolidación	312	74	-	-	-	-	-	-
Coste del servicio del ejercicio	5	-	1	-	-	-	-	-
Coste de intereses	14	6	7	2	3	-	3	2
Ganancias y pérdidas actuariales	(4)	(3)	(7)	(6)	4	-	(6)	(13)
Beneficios pagados	(24)	(6)	(3)	(2)	(4)	-	-	(3)
Trasposos y cancelaciones	(2)	(7)	30	-	1	-	2	3
Diferencias de conversión	-	3	19	(1)	-	-	(5)	2
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>361</b>	<b>67</b>	<b>73</b>	<b>20</b>	<b>60</b>	<b>-</b>	<b>26</b>	<b>27</b>
<b>Valor razonable activos del plan</b>								
A 1 de Enero	47	-	17	-	48	-	16	1
Variaciones del perímetro de consolidación	205	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento esperado	9	-	5	-	2	-	2	-
Aportaciones	3	-	2	4	1	-	1	4
Ganancias y pérdidas actuariales	(3)	-	3	-	2	-	2	-
Prestaciones pagadas	(15)	-	(2)	(4)	(4)	-	-	(4)
Otros movimientos	(2)	-	18	-	(2)	-	(1)	(1)
Diferencias de conversión	-	-	9	-	-	-	(3)	-
<b>A 31 de Diciembre</b>	<b>244</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>-</b>	<b>47</b>	<b>-</b>	<b>17</b>	<b>-</b>
<b>Provisiones para pensiones y obligaciones similares</b>	<b>117</b>	<b>67</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>27</b>

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

	2009				2008			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	5	-	-	-	-	-	-	-
Coste por intereses	14	6	5	2	3	-	3	2
Cancelaciones	-	-	-	-	-	-	-	(6)
Rendimiento previsto activos del plan	(10)	-	(3)	-	(2)	-	(2)	-
<b>Cargo en la cuenta de resultados</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(4)</b>

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe positivo de 12 millones de euros para el ejercicio 2009.

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 sociedades del grupo Gas Natural durante el ejercicio 2009, correspondiente básicamente a España, ha sido de 9 millones de euros (2 millones de euros en 2008).

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2009				2008			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento (1)	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 7,7%	5,54% a 6,11%	5,00%	-	10,80% - 7,7%	6,06% a 6,19%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (1)	2,3% a 5%	8,40%	10,80% - 6,10%	N/A	5,00%	-	10,80% - 6,10%	N/A
Incrementos futuros en salario (1)	3,00%	3,00%	6,50% - 2,24%	N/A	3,00%	-	6,50% - 2,24%	N/A
Incrementos futuros en pensión (1)	2,50%	3,00%	0,00%	N/A	2,50%	-	0,00%	N/A
Tipo de inflación (1)	2,50%	3,00%	4,50% - 4%	N/A	2,30%	-	4,50% - 4%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	ISS 1980/89	AT-83 / AT 2000		PERMF 2000	-	AT-83 /AT 2000	

(1) anual

### c) Incentivos a medio y largo plazo.

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

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

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los planes de incentivos 2006-2009, 2007-2010, 2008-2011 y 2009-2012, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2006-2009) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2009 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer trimestre de 2010.

Los cuatro programas vigentes (2006-2009, 2007-2010, 2008-2011 y 2009-2012), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada plan está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

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

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

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2009 y 2008 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 18 y 11 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2009 y 2008, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 36 y 28 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

## **(22) SUBVENCIONES Y OTROS PASIVOS NO CORRIENTES**

Las subvenciones registradas en el balance ascienden en 2009 y 2008 a 124 millones de euros y 108 millones de euros, respectivamente y corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista (108 millones de euros en 2009 y 87 millones de euros en 2008).

La cuenta de resultados incluye ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones por importe de 13 millones de euros en 2009 y 2008. Adicionalmente, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio ha ascendido a 3 y 5 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente.

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

	Millones de euros	
	2009	2008
Deudas por arrendamientos financieros (ver nota 23)	1.919	721
Fianzas y depósitos	284	241
Otros ingresos diferidos	131	140
Otros	338	349
	<u>2.672</u>	<u>1.451</u>

En el epígrafe Fianzas y depósitos se incluyen los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

## **(23) DEUDAS POR ARRENDAMIENTO FINANCIERO**

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2009	2008	2009	2008
Durante el siguiente ejercicio	219	66	172	31
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	830	292	553	145
A partir del 6º ejercicio	3.696	1.003	1.366	576
	4.745	1.361	2.091	752
Menos:				
Futuros gastos financieros	(2.654)	(609)		
	2.091	752		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.919	721
Deuda por arrendamiento financiero corriente			172	31
			2.091	752

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 (renovables hasta un período de 30 años adicionales). En la fecha efectiva inicial del contrato, julio de 2009, se ha reconocido como arrendamiento financiero y se ha registrado una deuda que, a 31 de diciembre de 2009, asciende a 513 millones de dólares (356 millones de euros).

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 (renovables hasta un período de 30 años adicionales). En marzo de 2009, fecha efectiva inicial del citado contrato, se ha registrado como arrendamiento financiero. A 31 de diciembre de 2009 el importe registrado como deuda asciende a 1.312 millones de dólares (911 millones de euros).

El 1 de febrero de 2007 el Grupo firmó un contrato con Atlantic Reyser para el uso preferente de 3 remolcadores en el puerto de Saint John New Brunswick, Canadá, por un plazo de 20 años (renovables por 5 adicionales). En diciembre de 2008 este contrato fue reconocido como arrendamiento financiero. La deuda registrada por este concepto a 31 de diciembre de 2009 asciende a 27 millones de dólares (19 millones de euros).

En 2009 se adquirió conjuntamente por Repsol YPF (50%) y Gas Natural (50%) un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 20 años, ampliable por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 164 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos. El importe registrado por este buque a 31 de diciembre de 2009 en el balance consolidado asciende a 105 millones de euros.

Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros buques metaneros para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2032, por importe de 673 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 659 millones de euros a 31 de diciembre de 2008.

#### **(24) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR**

En los ejercicios 2009 y 2008, Repsol YPF tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar":

	Millones de euros	
	2009	2008
Proveedores	3.491	3.174
Deuda por arrendamientos financieros (nota 23)	172	31
Administraciones Públicas acreedoras	909	847
Instrumentos financieros derivados	42	23
Otros	3.004	4.123
Otros acreedores	4.127	5.024
Pasivo por impuesto corriente	409	290
Total	8.027	8.488

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

## (25) SITUACIÓN FISCAL

### *Gravamen sobre el beneficio*

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

#### a) En España

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

Repsol YPF, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2009 es de 48, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol YPF, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol YPF Trading y Transporte, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integran otras dos sociedades, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

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

SDG, S.A., Gas Natural Castilla León, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A, Gas Natural Aprovechamientos SDG, S.A y Unión Fenosa Distribución, S.A.

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

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

b) En Argentina

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

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

c) En el resto de países

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

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

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

- Libia: 65%
- Argelia: 38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas), 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 25%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%

- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25,5%
- Portugal: 26,5%

***Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios***

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2009 y 2008, de acuerdo con el criterio indicado en la nota 4 de Políticas contables, es el siguiente:

	Millones de euros			
	Ejercicio 2009			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>1.173</b>	<b>1.001</b>	<b>602</b>	<b>2.776</b>
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	1.179 (1)	211	(143)	1.247
Por diferencias temporarias	(112)	(25)	(348)	(485)
Base Imponible (Resultado fiscal)	2.240	1.187	111 (2)	3.538
Cuota del impuesto	675	415	295	1.385
Deducciones aplicables	(618)	-	-	(618)
Impuesto corriente a pagar	57	415	295	767
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	352	58	(6)	404
<b>Total Gasto por Impuesto corriente</b>	<b>409</b>	<b>473</b>	<b>289</b>	<b>1.171</b>
Impuesto diferido del ejercicio	23	10	95	128
Otros ajustes al gasto por impuesto	(4)	(5)	(160)	(169)
<b>Total Gasto por Impuesto diferido</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>(65)</b>	<b>(41)</b>
<b>Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>428</b>	<b>478</b>	<b>224</b>	<b>1.130</b>

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

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

	Millones de euros			
	Ejercicio 2008			
	Sociedades españolas	Sociedades argentinas	Resto de sociedades	TOTAL
<b>Resultado contable antes de impuestos</b>	<b>2.554</b>	<b>1.239</b>	<b>682</b>	<b>4.475</b>
<u>Ajuste al resultado contable:</u>				
Por diferencias no temporarias	1.600	280	7	1.887
Por diferencias temporarias	(829)	(45)	159	(715)
Base Imponible (Resultado fiscal)	3.325	1.474	848	5.647
Cuota del impuesto	994	516	476	1.986
Deducciones aplicables	(996)	-	-	(996)
Impuesto corriente a pagar	(2)	516	476	990
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	751	10	128	889
<b>Total Gasto por Impuesto corriente</b>	<b>749</b>	<b>526</b>	<b>604</b>	<b>1.879</b>
Impuesto diferido del ejercicio	(89)	39	(23)	(73)
Otros ajustes al gasto por impuesto	209	(23)	(132)	54
<b>Total Gasto por Impuesto diferido</b>	<b>120</b>	<b>16</b>	<b>(155)</b>	<b>(19)</b>
<b>Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>869</b>	<b>542</b>	<b>449</b>	<b>1.860</b>

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

	Millones de euros		
	2009	2008	Variación
<b><u>Activo por impuesto diferido:</u></b>			
Provisiones insolvencias de créditos	60	37	23
Provisiones para el personal	114	44	70
Provisión para contingencias	169	167	2
Otras provisiones	271	329	(58)
Créditos fiscales	780	550	230
Otros activos por impuestos diferidos	627	403	224
	<b>2.021</b>	<b>1.530</b>	<b>491</b>
<b><u>Pasivo por impuesto diferido:</u></b>			
Incentivos fiscales	(11)	(49)	38
Plusvalías diferidas	(44)	(61)	17
Diferencias de amortizaciones	(932)	(679)	(253)
Moneda funcional	(683)	(704)	21
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos			
(1)	(1.324)	(788)	(536)
Otros pasivos por impuestos diferidos	(401)	(278)	(123)
	<b>(3.395)</b>	<b>(2.559)</b>	<b>(836)</b>

- (1) En el ejercicio 2009 se ha registrado un pasivo por impuesto diferido por combinaciones de negocio, derivado del impacto fiscal de la adquisición realizada por Gas Natural de Unión Fenosa, por importe de 631 millones de euros.

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 11 millones de euros.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 489 y 415 millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 115 y 91

millones de euros en 2009 y 2008, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponible asociadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

### ***Otra información con trascendencia fiscal***

El importe de las deducciones acreditadas en 2009 asciende a 618 millones de euros, derivadas fundamentalmente de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional y, en menor medida, por la realización de inversiones.

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

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

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado “Otras provisiones” (ver nota 20), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos fiscales. El importe registrado en el balance a 31 de diciembre de 2009 y 2008 por este concepto asciende a 473 millones de euros y 520 millones de euros, respectivamente. Dicha provisión corresponde a un número elevado de litigios sin que ninguno de ellos de forma individual represente un porcentaje significativo de dicho importe.

## **(26) NEGOCIOS CONJUNTOS**

El Grupo participa a 31 de diciembre de 2009 en las sociedades controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo I siendo las principales las siguientes:

<b>Sociedad</b>	<b>% Participación Patrimonial</b>
Alberto Pasqualini REFAP, S.A.	30,00%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	25,00%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Compañía Mega	38,00%
Empresas Lipigas, S.A.	45,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,01%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Pluspetrol Energy, S.A.	45,00%
Profertil, S.A.	50,00%
Quiriquire Gas, S.A.	60,00%
Refinería del Norte, S.A. (Refinor)	50,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L.	50,00%
Repsol Occidental Corporation	25,00%

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

de 2009 y 2008:

	Millones de euros	
	2009 <sup>(1)</sup>	2008
Activos corrientes.....	3.423	2.615
Activos no corrientes.....	13.435	6.471
Pasivos corrientes.....	3.424	2.773
Pasivos no corrientes.....	8.983	3.436
Ingresos.....	8.433	9.181
Gastos .....	(7.572)	(8.361)

(1) La variación tan significativa entre las cifras de 2009 y 2008 corresponde, fundamentalmente, a la combinación de negocios de Unión Fenosa realizada por el grupo Gas Natural (sociedad integrada proporcionalmente en los estados financieros consolidados) (ver nota 30).

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2009 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

## (27) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

El análisis de los ingresos y gastos de explotación obtenidos en el ejercicio 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
<b><u>Ingresos</u></b>		
Ventas (1)	45.827	58.475
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos	1.450	1.893
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	94	(274)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (2)	193	57
Beneficios por enajenación de inmovilizado (3)	178	126
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	16	18
Otros ingresos de explotación	1.274	1.416
	<u>49.032</u>	<u>61.711</u>
<b><u>Gastos</u></b>		
Compras (1)	(31.903)	(40.589)
Variación de existencias	470	(806)
Gastos de personal	(2.087)	(2.023)
Tributos	(1.963)	(2.690)
Servicios exteriores (4)	(4.717)	(5.245)
Transportes y fletes	(976)	(1.200)
Amortizaciones (4)	(3.620)	(3.115)
Dotación de provisiones por deterioro (2)	(119)	(107)
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	(26)	(28)
Otros gastos	(847)	(888)
	<u>(45.788)</u>	<u>(56.691)</u>

(1) 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 6.893 millones de euros en 2009 y 6.881 millones de euros en 2008.

- (2) Ver nota 10.
- (3) En este epígrafe figuran registrados 49 millones de euros como consecuencia de la venta de la torre de oficinas en el Paseo de la Castellana de Madrid Repsol YPF, S.A (ver nota 31).
- (4) Los costes de exploración han ascendido en 2009 y 2008 a 466 y 571 millones de euros, que se encuentran registrados en los epígrafes amortizaciones y servicios exteriores.

## **(28) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS**

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2009 y 2008 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
Ingresos financieros	141	227
Gastos financieros	(751)	(655)
<b>Intereses de la deuda (incluida preferentes)</b>	<b>(610)</b>	<b>(428)</b>
Por tipo de interés	34	(55)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	34	(55)
Por tipo de cambio	306	86
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	158	33
Diferencias de cambio	148	53
<b>Resultado de posiciones (1)</b>	<b>340</b>	<b>31</b>
<b>Actualización financiera de provisiones</b>	<b>(186)</b>	<b>(144)</b>
<b>Intereses intercalarios (2)</b>	<b>122</b>	<b>67</b>
Leasing	(141)	(54)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	31	0
Otros ingresos	32	3
Otros gastos	(56)	(19)
<b>Otros gastos financieros</b>	<b>(134)</b>	<b>(70)</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(468)</b>	<b>(544)</b>

- (1) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver nota 4.3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados (fundamentalmente por los que no califican de cobertura contable).
- (2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

## **(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS**

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

aplicada por el Grupo por primera vez en 2009.

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización del Grupo están basados en las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa del Grupo se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación del Grupo analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento.

Esta estructura organizativa entró en vigor en el ejercicio 2007 y está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. Las líneas principales de la misma son:

- Tres negocios estratégicos integrados:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
  - GNL, correspondiente al negocio del Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP, excepto en YPF.
- Dos participaciones en compañías estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A. y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
  - Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

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

<b>Ingresos de explotación</b>	Millones de euros					
	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008
<b>Segmentos</b>						
Upstream	2.158	3.515	830	1.399	2.988	4.914
GNL	899	1.296	129	248	1.028	1.544
Downstream	32.803	42.905	35	278	32.838	43.183
YPF	8.557	9.609	121	473	8.678	10.082
Gas Natural SDG	4.540	4.070	112	140	4.652	4.210
Corporación	75	316	338	423	413	739
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (1)	-	-	(1.565)	(2.961)	(1.565)	(2.961)
<b>TOTAL</b>	<b>49.032</b>	<b>61.711</b>			<b>49.032</b>	<b>61.711</b>

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

## Resultado de explotación

<u>Segmentos</u>	Millones de euros	
	31/12/2009	31/12/2008
Upstream	781	2.258
GNL	(61)	125
Downstream	1.022	1.048
YPF	1.021	1.159
Gas Natural SDG	748	555
Corporación	(267)	(125)
<b>Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa</b>	<b>3.244</b>	<b>5.020</b>
(+/-) Resultados no asignados ( Resultado financiero)	(468)	(544)
(+/-) Otros resultados ( Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	86	66
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	-
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y DESPUÉS DE PARTICIPADAS</b>	<b>2.874</b>	<b>4.542</b>

A continuación se detallan otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

	Millones de euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
<u>2009</u>							
Total activos (1) (2)	8.678	3.195	15.168	10.928	13.484	6.630	58.083
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	91	302	67	34	37		531
Dotación de amortización del inmovilizado	(859)	(100)	(676)	(1.500)	(427)	(58)	(3.620)
Inversiones	1.122	125	1.649	956	5.060	91	9.003
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(2)	39	26	5	18		86

	Millones de euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural	Corporación y Ajustes	Total
<u>2008</u>							
Total activos (1) (2)	8.801	1.837	13.685	11.762	5.804	7.175	49.064
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	49	349	78	36	13	-	525
Dotación de amortización del inmovilizado	(650)	(48)	(677)	(1.465)	(224)	(51)	(3.115)
Inversiones	1.184	242	1.545	1.508	894	224	5.597
Resultado de las entidades contabilizadas por el método de la participación	(31)	62	27	6	2	-	66

- (1) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondientes al mismo.
- (2) En 2009 y 2008 se incluyen en el epígrafe "Corporación y ajustes" activos financieros por importe de 4.211 millones de euros y 4.980 millones de euros, respectivamente.

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

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación		Resultado de explotación		Inversiones		Activos	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Upstream</b> .....	<b>2.988</b>	<b>4.914</b>	<b>781</b>	<b>2.258</b>	<b>1.122</b>	<b>1.184</b>	<b>8.678</b>	<b>8.801</b>
Norteamérica y Brasil .....	614	353	63	40	435	478	3.093	3.067
Norte de Africa .....	719	1.907	372	1.202	241	376	1.121	1.388
Resto del Mundo .....	1.748	2.751	346	1.016	446	330	4.464	4.345
Ajustes .....	(93)	(97)	-	-	-	-	-	-
<b>GNL</b> .....	<b>1.028</b>	<b>1.544</b>	<b>(61)</b>	<b>125</b>	<b>125</b>	<b>242</b>	<b>3.195</b>	<b>1.837</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>32.838</b>	<b>43.183</b>	<b>1.022</b>	<b>1.048</b>	<b>1.649</b>	<b>1.545</b>	<b>15.168</b>	<b>13.685</b>
Europa .....	30.493	39.903	800	1.127	1.583	1.469	13.311	12.035
Resto del Mundo .....	3.887	5.547	222	(79)	66	76	1.857	1.650
Ajustes .....	(1.542)	(2.267)	-	-	-	-	-	-
<b>YPF (1)</b> .....	<b>8.678</b>	<b>10.082</b>	<b>1.021</b>	<b>1.159</b>	<b>956</b>	<b>1.508</b>	<b>10.928</b>	<b>11.762</b>
<b>Gas Natural SDG</b> .....	<b>4.652</b>	<b>4.210</b>	<b>748</b>	<b>555</b>	<b>5.060</b>	<b>894</b>	<b>13.484</b>	<b>5.804</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>(1.152)</b>	<b>(2.222)</b>	<b>(267)</b>	<b>(125)</b>	<b>91</b>	<b>224</b>	<b>6.630</b>	<b>7.175</b>
<b>TOTAL</b>	<b>49.032</b>	<b>61.711</b>	<b>3.244</b>	<b>5.020</b>	<b>9.003</b>	<b>5.597</b>	<b>58.083</b>	<b>49.064</b>

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

Asimismo, la distribución del importe neto de la cifra de negocios, (correspondiente a los epígrafes “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” de la cuenta de resultados adjunta), por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2009	2008
España	24.224	28.594
Unión Europea	4.427	6.170
Países OCDE	2.259	4.654
Otros países	16.367	20.950
<b>TOTAL</b>	<b>47.277</b>	<b>60.368</b>

### **(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN**

Repsol YPF elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de las estas cuentas anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos, participadas directa e indirectamente por Repsol YPF, S.A. que han sido incluidas en el perímetro durante los ejercicios 2009 y 2008. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

### Adquisición de Unión Fenosa

Los importes citados en este apartado relativos a la adquisición por parte de Gas Natural de la participación en Unión Fenosa se detallan teniendo en cuenta la participación del Grupo Repsol en Gas Natural y que a la fecha de adquisición ascendía al 30,89%, excepto por los porcentajes, que se reflejan por el 100% de la participación de Gas Natural.

A 31 de diciembre de 2008, Gas Natural SDG, S.A. poseía una participación del 14,7% sobre el capital social de Unión Fenosa, S.A., (9,9% adquirido al grupo ACS el 5 de agosto de 2008, de acuerdo al contrato de compraventa de acciones suscrito al 30 de julio de 2008 y 4,7% adquirido a Caixanova el 12 de diciembre de 2008), que se mantenía registrada en el epígrafe Activos financieros disponibles para la venta y cuyo coste de adquisición ascendía a 756 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Este importe figuraba registrado a 31 de diciembre de 2008 en el epígrafe de activos financieros disponibles para la venta de acuerdo con NIC 39 (ver nota 13).

Adicionalmente, en 2008, Gas Natural suscribió diversos contratos de *Equity Swap* y un contrato de compraventa con Caja Navarra que le conferían el derecho a adquirir en 2009 el 9,7% de los derechos de voto de Unión Fenosa, a un precio medio de 17,33 euros por acción. Estos contratos se registraron por su valor razonable como derivados financieros en el epígrafe “Activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados” (ver notas 13 y 19).

De acuerdo con lo mencionado en el contrato de compraventa de acciones suscrito con el grupo ACS, la adquisición del resto de su participación, que suponía un 35,3% del capital social de Unión Fenosa, quedaba sujeta a la resolución definitiva en vía administrativa de las autoridades en materia de Competencia autorizando su transmisión. El 26 de febrero de 2009, una vez recibida la autorización, Gas Natural adquirió dicho 35,3% adicional por un importe de 1.797 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Dado que Gas Natural alcanzó un porcentaje de derechos de voto del 50%, superior al 30%, quedó obligada a formular una Oferta Pública de Adquisición (OPA) obligatoria por la totalidad de los valores de Unión Fenosa, S.A. de los que no era titular, quedando mientras tanto limitados sus derechos políticos hasta el 30%, por lo que nombró 4 consejeros de un total de 20 consejeros en su Consejo de Administración.

Como consecuencia de la representación en el Consejo de Administración existía influencia significativa, por lo que a efectos contables, la participación en Unión Fenosa, S.A. tomó la consideración de participación en empresa asociada y se consolidó en el grupo Gas Natural por el método de la participación desde el 28 de febrero de 2009.

La OPA fue aprobada por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el 18 de marzo y el 21 de abril la CNMV notificó a Gas Natural el resultado positivo de la misma, adquiriendo Gas Natural SDG, S.A. como consecuencia de la liquidación una participación adicional del 34,8% por un importe de 1.771 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Durante el mes de abril de 2009, Gas Natural adquirió unas participaciones adicionales del 10,1% como consecuencia de la liquidación de diversos contratos *Equity swap* suscritos con anterioridad y del 0,3% como consecuencia de la liquidación de un contrato de compraventa suscrito en 2008 por un importe total de 532 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Con todas estas adquisiciones Gas Natural alcanzó una participación total del 95,2% del capital de Unión Fenosa, S.A. por un importe acumulado, incluyendo los costes de

adquisición, de 4.880 millones de euros (importe correspondiente a la participación del Grupo en Gas Natural). El porcentaje de participación de Repsol YPF en Gas Natural, tras la OPA ascendía al 30,89%.

La Junta General de Accionistas celebrada el 26 de junio de 2009 aprobó el proyecto de fusión por absorción entre Gas Natural SDG, S.A. (como sociedad absorbente) y Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. (como sociedades absorbidas) a través de la disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas, traspasándose en bloque a la sociedad absorbente la totalidad de su patrimonio.

Con fecha 1 de septiembre, una vez cumplidos los plazos legales y obtenidas todas las autorizaciones necesarias, la fusión quedó inscrita en el Registro Mercantil, siendo ésta efectiva a partir de dicha fecha. Como consecuencia de las ecuaciones de canje aprobadas y revisadas por un experto independiente, Gas Natural SDG, S.A. emitió 26.204.895 acciones, emisión que fue únicamente dirigida a los intereses minoritarios de Unión Fenosa. Como consecuencia de esta ampliación de capital, la participación de Repsol YPF en Gas Natural ha quedado fijada a partir del 1 de septiembre de 2009 en el 30,01%.

Como consecuencia de la culminación del proceso de adquisición, el 23 de abril de 2009, Gas Natural SDG, S.A. alcanzó la mayoría en el Consejo de Administración de Unión Fenosa, S.A. y tomó control efectivo para dirigir las políticas financieras y de explotación, si bien, a efectos contables se ha utilizado el 30 de abril de 2009, por considerar que la diferencia entre ambas fechas es poco significativa. Desde esta última fecha, la participación de Gas Natural en Unión Fenosa se consolida por el método de integración global. Gas Natural consolida por integración proporcional en los estados financieros del Grupo.

Teniendo en cuenta que Gas Natural ha adquirido el control de Unión Fenosa en diversas adquisiciones, se ha registrado aplicando lo indicado en la NIIF 3 para las combinaciones de negocios realizadas por etapas. De este modo, el coste total de la combinación es la suma de los costes de las transacciones individuales y asciende a 4.880 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). El fondo de comercio provisional se ha calculado por diferencia entre el coste y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de cada transacción. La diferencia de primera consolidación la constituye la suma de los fondos de comercio calculados en cada compra parcial y asciende a 1.745 millones de euros (importe proporcional correspondiente a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural).

El detalle de los activos netos adquiridos al 30 de abril de 2009 y el fondo de comercio es el siguiente (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural):

	<u>Millones de euros</u>
Coste de adquisición	4.860
Gastos de adquisición	20
<b>Total precio de compra</b>	<b>4.880</b>
Valor razonable de los activos netos adquiridos	3.135
<b>Fondo de comercio</b>	<b>1.745</b>

	Millones de euros	
	Valor razonable	Valor en libros
Inmovilizado intangible	1.031	141
Inmovilizado material	5.214	3.961
Activos financieros no corrientes	439	457
Activo por impuesto diferido	254	251
Otros activos corrientes	1.104	1.107
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	66	66
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>8.108</b>	<b>5.983</b>
Intereses minoritarios	449	389
Pasivos financieros no corrientes	1.719	1.999
Otros pasivos no corrientes	545	490
Pasivos por impuestos diferidos	784	177
Otros pasivos corrientes	1.326	1.323
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>4.823</b>	<b>4.378</b>
<b>Activos netos adquiridos</b>	<b>3.285</b>	<b>1.605</b>
<b>Variaciones patrimoniales hasta la fecha de control</b>	<b>(4)</b>	
<b>Intereses minoritarios</b>	<b>(146)</b>	
<b>Valor razonable de los activos netos adquiridos</b>	<b>3.135</b>	
<b>Precio de compra</b>	<b>4.880</b>	
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes en la filial adquirida	66	
<b>Precio de compra neto</b>	<b>4.814</b>	

El importe del resultado neto consolidado del período aportado por Unión Fenosa desde la fecha de adquisición ha ascendido a 119 millones de euros (importe proporcional a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural). Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2009, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo hubiera sido 667 millones de euros y 48 millones de euros (importes proporcionales correspondientes a la participación del Grupo Repsol en Gas Natural), respectivamente.

La contabilización de esta combinación de negocios ha sido determinada de manera provisional, dado que a fecha de aprobación de estas Cuentas Anuales aún no se ha finalizado la valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos y que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición de Unión Fenosa establecido por la NIIF 3. En este proceso de valoración provisional se han utilizado expertos independientes que han aplicado criterios de valoración generalmente aceptados.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, y en relación con el valor en libros de Unión Fenosa a la fecha de la compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable son los siguientes:

- Inmovilizado intangible correspondiente básicamente a licencias de distribución eléctrica, y contratos de aprovisionamientos de gas y otros derechos contractuales.

- Inmovilizado material correspondiente a centrales de ciclo combinado, centrales nucleares, centrales hidráulicas, centrales térmicas, parques de generación eólica, redes de distribución eléctrica, yacimientos de carbón y otras instalaciones.
- Pasivos por impuestos diferidos correspondientes a las revalorizaciones mencionadas anteriormente por la parte que se estima que finalmente serán no deducibles.

El fondo de comercio provisional resultante de esta combinación de negocios es atribuible a la alta rentabilidad del negocio adquirido y a los beneficios y sinergias que se prevé que surjan como consecuencia de la adquisición e integración de Unión Fenosa en Gas Natural.

#### Otras adquisiciones en 2009

En marzo de 2009 el Grupo adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.), que posee el 20% del Bloque 16 en Ecuador, por importe de 66 millones de euros. Tras ello, la participación consolidada de Repsol en dicho Bloque asciende al 55%. Esta adquisición se enmarcó en el contexto de los acuerdos alcanzados con el Gobierno de Ecuador (ver nota 2).

#### Adquisiciones en 2008

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

### **(31) DESINVERSIONES**

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2009 y 2008:

	Millones de euros	
	2009	2008
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	413	920
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	373	102
Otros activos financieros	307	23
Total desinversiones	1.093	1.045

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

Las ventas de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2009 y 2008 se detallan en el Anexo I Variaciones del perímetro de consolidación. A continuación se describen las principales desinversiones llevadas a cabo por el Grupo durante estos dos ejercicios.

Con fecha 2 de julio de 2009, Gas Natural materializó la venta del 13% de Indra Sistemas, S.A. por importe 99 millones de euros. El 5% restante de la participación ha sido clasificada como activo financiero mantenido para la venta (ver nota 13). La operación no ha tenido impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta ha coincidido con el valor razonable de dicha participación a la fecha de la adquisición de Unión Fenosa. La participación en el resultado del ejercicio aportado por Indra Sistemas, S.A. ha ascendido a 1,5 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural).

En diciembre de 2009 y, en el marco de actuaciones acordadas con la Comisión Nacional de Competencia en relación con la adquisición de Unión Fenosa, Gas Natural ha vendido al grupo Naturgas la rama de actividad de distribución de gas en la Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, la rama de actividad de suministro de gas natural y electricidad a clientes domésticos y PYMES y la rama de actividad de prestación de servicios comunes en dichas zonas, así como las redes de distribución de alta presión en Cantabria, País Vasco y Asturias. Estos activos estaban registrados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde julio de 2009. El importe de la venta ha ascendido a 102 millones de euros y ha generado una plusvalía de aproximadamente 15 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural).

Adicionalmente, en octubre de 2009 Gas Natural acordó con Colener, S.A.S., Inversiones Argos y Banca de Inversión Bancacolombia, S.A. Corporación Financiera la venta de su 63,8% de participación en Empresa de Energía del Pacífico, S.A. (EPSA). Estos activos fueron clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta desde esa fecha. La venta ha tenido lugar en diciembre de 2009, una vez obtenidas las autorizaciones precisas, por un importe de 207 millones de euros y ha generado una plusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural, excepto por los porcentajes).

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

De acuerdo con los términos del mismo acuerdo de venta, Petersen Energía cuenta con una opción de compra de un 10% adicional. A 31 de diciembre de 2009 el Grupo cuenta con una participación del 84,04% en YPF.

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

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

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

El 16 de diciembre de 2008 el Grupo vendió su participación en Refinería de Petr6leos de Manguinhos. El resultado de la venta fue inferior a 1 mill6n de euros.

Con fecha 19 de diciembre de 2008 Repsol YPF vendió al grupo brasileño AleSat Combustíveis sus actividades de comercialización de combustibles en Brasil que eran gestionadas a través de Repsol YPF Distribuidora, y consistían en una red de 327 estaciones de servicio, además de la infraestructura comercial, logística y otros negocios complementarios, por importe de 17 millones de euros. El resultado generado por esta operación ascendió a 14 millones de euros, registrados en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado” de la cuenta de resultados adjunta. Los activos netos dados de baja como consecuencia de esta venta ascendieron a 3 millones de euros.

#### Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

Con fecha 30 de julio de 2007 Repsol YPF, S.A. firmó un contrato por el que vendió a Caja Madrid la parcela en la que se sitúa un edificio de oficinas en construcción en Madrid, así como la obra ejecutada sobre la misma a esa fecha por un importe total de 815 millones de euros, de los cuales 570 millones de euros fueron registrados como desinversión en el ejercicio 2007. En el mismo contrato Repsol YPF, S.A. se comprometía a continuar la promoción y ejecución de las obras de construcción pendientes hasta su finalización, a fin de construir el citado edificio de oficinas. La entrega oficial del edificio al comprador ha tenido lugar en el ejercicio 2009. Como consecuencia de esta entrega se ha producido una desinversión adicional de 245 millones de euros y una plusvalía de 49 millones de euros, que figura en la línea "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado" de la cuenta de pérdidas y ganancias.

En 2008 no se produjeron desinversiones individualmente significativas.

#### Otros activos financieros

En 2009 se han enajenado las participaciones de Unión Fenosa en Red Eléctrica Corporación, S.A. e Isagen por parte de Unión Fenosa, por importe de 32 millones de euros. Estas ventas no han tenido impacto en la cuenta de resultados porque el precio de venta ha coincidido con el valor razonable a la fecha de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural. Adicionalmente incluye 47 millones de euros en relación con la venta del 5% de participación en Enagás por parte de Gas Natural que ha generado un beneficio antes de impuestos de 31 millones de euros, reduciendo los “Ajustes por cambio de valor” por el mismo importe (ver nota 13) (importes proporcionales a la participación del Grupo en Gas Natural, excepto por los porcentajes).

En 2008 no se produjeron desinversiones significativas.

### (32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

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

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

- a. Accionistas significativos: según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol YPF son:
  - Sacyr Vallehermoso, S.A. tiene una participación total de 20,01%
  - Critería Caixa Corp. S.A. (perteneciente a Grupo Caixa) tiene una participación total directa e indirecta del 14,31% en Repsol YPF.
  - Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene una participación total del 4,806 %, a través de Pemex Internacional España, S.A y de varios instrumentos financieros (ver nota 15.1).
- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. Las sociedades del Grupo por la parte no poseída. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación).

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2009 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
<b>GASTOS E INGRESOS:</b>				
Gastos financieros	5	-	-	5
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	8	10
Recepciones de servicios	6	-	370	376
Compra de bienes (terminados o en curso)	2.081	-	4.783	6.864
Otros gastos	9	-	12	21
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.103</b>	<b>-</b>	<b>5.174</b>	<b>7.277</b>
Ingresos financieros (1)	23	-	23	46
Contratas de gestión o colaboración	-	-	6	6
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	36	-	26	62
Venta de bienes (terminados o en curso)	323	-	910	1.233
Otros ingresos	4	-	57	61
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>386</b>	<b>-</b>	<b>1.023</b>	<b>1.409</b>

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros			Total
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	11	-	-	11
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (préstamista) (1)	-	-	345	345
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	1	-	3	4
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	1	1
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (2)	915	-	3	918
Garantías y avales prestados	151	-	-	151
Garantías y avales recibidos	50	-	-	50
Compromisos adquiridos (3)	98	-	43.750	43.848
Compromisos / garantías cancelados	(1)	-	-	(1)
Dividendos y otros beneficios distribuidos (4)	750	1	-	751
Otras operaciones (5)	2.482	-	-	2.482

- (1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
- (2) Incluye líneas de crédito por importe de 403 millones de euros con el Grupo Caixa.
- (3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
- (4) Dividendo distribuido a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
- (5) Incluye inversiones a corto plazo por importe de 747 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 736 millones de euros y de tipo de interés por 806 millones de euros con el Grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2008 por operaciones con partes vinculadas:

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

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

- (1) Ver nota 33 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a los préstamos concedidos al Comité de Dirección. El importe de estos préstamos es inferior a un millón de euros.
- (2) Incluye líneas de crédito por importe de 488 millones de euros con La Caixa.
- (3) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.
- (4) Dividendo distribuido a Administradores y personal directivo inferior a un millón de euros.
- (5) Incluye inversiones a corto plazo por 520 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 216 millones de euros y de tipo de interés por 557 millones de euros con La Caixa.

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

### **(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO**

#### 33.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones percibidas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 6,305 millones de euros, lo cual representa 0,404% del resultado del período atribuido a la sociedad dominante.

##### a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

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

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2009 y 2008, a los siguientes importes:

Órgano de Gobierno	Euros	
	2009	2008
Consejo de Administración	172.287	172.287
Comisión Delegada	172.287	172.287
Comisión de Auditoría y Control	86.144	86.144
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	43.072	43.072
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	43.072	43.072

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2009 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,914 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	TOTAL
Antonio Brufau	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Luis Suárez de Lezo	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Antonio Hernández-Gil	71.786	71.786	-	17.947	-	161.519
Carmelo de las Morenas	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Henri Philippe Reichstul	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Paulina Beato	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Javier Echenique	172.287	172.287	86.144	-	-	430.718
Artur Carulla	172.287	114.858	-	43.072	-	330.217
Luis del Rivero	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan Abelló	172.287	-	-	-	43.072	215.359
Pemex Intern. España	172.287	172.287	-	-	43.072	387.646
José Manuel Loureda	172.287	-	-	28.715	43.072	244.074
Luis Carlos Croissier	172.287	-	-	-	43.072	215.359
Isidro Fainé	172.287	172.287	-	-	-	344.574
Juan María Nin	172.287	-	-	43.072	43.072	258.431
Ángel Durández	172.287	-	86.144	-	-	258.431
Mª Isabel Gabarró Miquel	114.858	-	-	28.715	28.715	172.288

Por otra parte, hay que indicar que:

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

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria, fija y variable, anual y en especie (vivienda y otros) percibida en el año 2009 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,969 millones de euros, correspondiendo 2,625 a D. Antonio Brufau y 1,344 a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración variable plurianual percibida por D. Antonio Brufau, determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2009, ha ascendido a 0,988 millones de euros. La retribución variable plurianual percibida por D. Luis Suárez de Lezo, como partícipe de dicho programa, ha ascendido a 0,222 millones de euros.

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

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2009 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 0,437 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros			
	YPF	Gas Natural	CLH	TOTAL
Antonio Brufau	67.738	265.650	-	333.388
Luis Suarez de Lezo	67.917	-	35.869	103.786

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

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

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

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2009 a 2,747 millones de euros. Corresponden 2,468 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,279 millones de euros a D. Luís Suárez de Lezo.

f) Incentivos

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

33.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2009, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol YPF.

33.3) Operaciones con los administradores

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

sociedades anónimas cotizadas.

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol YPF no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol YPF ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

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

#### 33.4) Retribución del personal directivo

##### a) Alcance

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

La información incluida en esta nota corresponde a 9 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2009, 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 2009, la retribución total percibida por el personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección, asciende a un total de 12,652 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Concepto	Millones de Euros
Sueldo	5,590
Dietas	0,390
Remuneración Variable	5,769
Remuneración en Especie	0,903

c) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2009, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,419 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2009 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 4.16 y nota 21), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,493 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

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

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2009, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,272 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 3,062% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

### 33.5) Indemnizaciones al personal directivo

En 2009, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la Compañía por extinción de contrato y pactos de no concurrencia ascienden a 9 millones de euros.

### 33.6) Operaciones con el personal directivo

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

Adicionalmente, a los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a) se le reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si esta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver nota 33.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

### (34) PLANTILLA

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre 2009 fue de 41.014 personas, mientras que la plantilla media durante el año ha sido de 39.815 trabajadores. Las siguientes tablas muestran la distribución de la plantilla total por categorías profesionales a cierre de los ejercicios 2009 y 2008:

	Número de personas	
	2009	2008
Hombres	30.326	26.980
Mujeres	10.688	9.558
	<u>41.014</u>	<u>36.538</u>

	Número de personas	
	2009	2008
Directivos	637	354
Jefes Técnicos	3.324	2.423
Técnicos	16.423	15.822
Puestos Operativos (Administrativos, Operarios y Subalternos)	20.630	17.939
	<u>41.014</u>	<u>36.538</u>

El incremento de plantilla de 2009 respecto a 2008 se debe fundamentalmente a la incorporación de los empleados del grupo Unión Fenosa tras la combinación de negocios realizada por Gas Natural (ver nota 30).

### (35) PASIVOS CONTINGENTES Y COMPROMISOS

#### **Garantías**

A 31 de diciembre de 2009 las compañías del Grupo Repsol YPF han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- El Grupo ha otorgado garantías en relación con las actividades de financiación de Central Dock Sud, S.A. por un importe de 14 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías para las actividades de financiación de Atlantic LNG Company of T&T, en la que el Grupo participa en un 20%, por importe de 31 millones de euros.
- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados

- con esta operación por aproximadamente, 10 millones de euros así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 10 millones de euros. El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado garantías por actividades de financiación al grupo Petersen para la adquisición de una participación de YPF por un importe de 74 millones de euros.
  - Repsol YPF ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., una compañía de Project finance constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal marina de carga, en Pampa Melchorita, Perú, así como un gasoducto, que se espera que estén operativos en 2010. Repsol YPF tiene una participación del 20% en Perú LNG S.R.L. que se contabiliza aplicando el método de la participación. Repsol YPF ha otorgado garantías de terminación y de precio, que cubrirán la diferencia que pueda existir entre el precio al cual se compre el gas natural y el precio al que esta compañía venda el GNL. Estas garantías se han otorgado conjuntamente con el resto de socios del proyecto, cada uno en la proporción de su participación en el endeudamiento incurrido para el desarrollo del mismo, (en el caso de Repsol YPF el importe total estimado en su proporción es de 450 millones de dólares (312 millones de euros)).
  - El Grupo ha otorgado garantías por la cesión de dos contratos de Offshore Drilling Services garantizando a Maerks Oil Brasil Ltd y a Petrobras Brasil unos importes aproximados de 57 millones de euros y 43 millones de euros, respectivamente. En ambos casos se han recibido garantías corporativas de las casas matrices de estas compañías. El contrato de cesión a Petrobras expiró el 23 de septiembre de 2009, sin embargo Stena Drillmax, beneficiario de la garantía, reclama al Grupo, como contragarante, 20 millones de dólares (14 millones de euros).

Adicionalmente, Repsol YPF otorga otro tipo de garantías e indemnizaciones, principalmente indemnizaciones específicas en relación con la venta de activos, dentro del curso normal de las operaciones. El Grupo no considera que estos acuerdos fuera de balance vayan a tener en el futuro un impacto significativo en los estados financieros adjuntos.

#### Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2009 los principales compromisos firmes a largo plazo de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol YPF son los siguientes:

<b>Compromisos</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Ejercicios posteriores</b>	<b>Total</b>
<b>Arrendamientos operativos (1)</b>							
Transporte - Time Charter (2)	154	98	80	51	49	765	<b>1.197</b>
Arrendamientos operativos (3)	206	193	172	149	110	846	<b>1.676</b>
<b>Compromisos de compra</b>	3.660	4.192	4.744	5.079	4.731	62.679	<b>85.085</b>
Crudo y otros	795	275	255	197	133	484	<b>2.139</b>
Gas natural (4)	2.865	3.917	4.489	4.882	4.598	62.195	<b>82.946</b>
<b>Compromisos de inversión (5)</b>	1.249	666	403	231	109	4.064	<b>6.722</b>
<b>Prestación de servicios</b>	1.130	464	352	248	246	1.556	<b>3.996</b>
<b>Compromisos de transporte (6)</b>	129	113	114	91	89	547	<b>1.083</b>
<b>Total deuda financiera</b>	3.559	2.630	1.772	2.789	3.027	3.382	<b>17.159</b>
<b>Acciones preferentes</b>	70	57	57	233	55	3.504	<b>3.976</b>
<b>Otros pasivos reflejados en el Balance</b>	8.074	202	210	209	209	4.318	<b>13.222</b>
<b>TOTAL</b>	<b>18.231</b>	<b>8.615</b>	<b>7.904</b>	<b>9.080</b>	<b>8.625</b>	<b>81.661</b>	<b>134.116</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 YPF.

- (1) Los gastos registrados en el ejercicio por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2009 y 2008, ascienden a 522 y 471 millones de euros, respectivamente.
- (2) Repsol YPF dispone actualmente en régimen de “time charter” de 39 buques tanque (4 de ellos a través de la sociedad filial Gas Natural SDG, S.A.) para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural licuado, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2009 – 2012. El importe del alquiler a satisfacer por estos petroleros asciende a 119 millones de euros para el ejercicio 2010. Adicionalmente en este epígrafe se incluye la parte operativa de las pólizas de fletamento de los buques adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 35 millones de euros.
- (3) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 837 millones de euros.
- (4) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural por importe de 18.581 millones de euros, y compromisos del Grupo Repsol YPF de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 14.007 millones de euros y en Perú por importe de 39.578 millones de euros.
- (5) Este importe recoge compromisos de transporte a largo plazo adquiridos por el Grupo Repsol YPF fundamentalmente 1.334 millones de euros por la entrega futura de 4 buques para el transporte de GNL en Perú.
- (6) Incluye 500 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol YPF Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato.

Venta	2010	2011	2012	2013	2014	Ejercicios posteriores	Total
<b>Compromisos de venta</b>	5.838	4.387	4.459	4.572	4.678	38.847	<b>62.781</b>
Crudo y otros	2.764	1.434	1.193	1.198	1.167	6.995	<b>14.751</b>
Gas natural (1)	3.074	2.953	3.266	3.374	3.511	31.852	<b>48.030</b>
<b>Compromisos de transporte</b>	22	22	22	22	22	52	<b>162</b>
<b>Prestación de servicios</b>	321	280	306	259	208	1.633	<b>3.007</b>
<b>Arrendamientos (2)</b>	96	60	58	47	47	50	<b>358</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6.277</b>	<b>4.749</b>	<b>4.845</b>	<b>4.900</b>	<b>4.955</b>	<b>40.582</b>	<b>66.308</b>

- (1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 22.879 millones de euros, en Argentina por importe de 8.929 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 4.481 millones de euros, en España por importe de 3.987 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol YPF de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural por importe de 5.300 millones de euros.
- (2) Corresponde fundamentalmente instalaciones para el almacenamiento de petróleo y otros productos por importe de 168 millones de euros, activos de fibra óptica, por importe de 52 millones de euros y de instalaciones de almacenamiento de gas, por importe de 35 millones de euros.

## Contingencias

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

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

A 31 de diciembre de 2009, el balance consolidado de Repsol YPF incluye una provisión por litigios por un importe total de 439 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 24—“Situación fiscal- Otra información con trascendencia fiscal”).

## Estados Unidos de América

A continuación se incluye una breve descripción de determinadas responsabilidades medioambientales y de otro tipo relacionadas con YPF Holdings, Inc. (“YPF Holdings”), constituida en Delaware (EE.UU) y sociedad filial de YPF.

En relación con la venta por Maxus Energy Corporation (“**Maxus**”) de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company (“**Chemicals**”) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (“**Occidental**”), Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol YPF adquirió YPF.

A 31 de diciembre de 2009, YPF Holdings había dotado una provisión por contingencias medioambientales y otro tipo de contingencias, incluidos litigios, por un importe total de aproximadamente 97 millones de euros. YPF Holdings considera que ha dotado adecuadamente la provisión para todas estas contingencias y otras contingencias que son probables, y que pueden valorarse razonablemente en base a la información disponible a dicha fecha. No obstante, muchas de estas contingencias están sujetas a incertidumbres significativas, incluyendo la conclusión de estudios en curso, la prueba de hechos nuevos y la adopción de decisiones por las autoridades regulatorias, que podrían implicar un aumento del importe de esta provisión en el futuro. Es posible que se presenten nuevas reclamaciones, así como que se produzca información adicional con respecto a reclamaciones nuevas o a las ya existentes (tales como resultados de las investigaciones en curso, la adopción de resoluciones judiciales o la firma de acuerdos transaccionales). Las provisiones de YPF Holdings por contingencias medioambientales y otras contingencias descritas a continuación, se basan únicamente en la información actualmente disponible y, por tanto, YPF Holdings, Maxus y Tierra podrían incurrir en costes que podrían ser sustanciales, además de las provisiones ya dotadas.

En la descripción que se incluye a continuación de las principales cuestiones en EE.UU, el término YPF Holdings incluye, según los casos, a Maxus y a Tierra Solutions Inc. (“**Tierra**”), sociedad filial de YPF Holdings, que asumió ciertas responsabilidades de Maxus en materia medioambiental:

**Río Passaic/Bahía de Newark, New Jersey.**- Antiguamente Chemicals operaba en Newark (New Jersey) una planta de productos químicos para la agricultura. Esta instalación ha sido objeto de numerosas reclamaciones por contaminación medioambiental y otros daños, en el terreno de la propia instalación, sus alrededores y aguas adyacentes, el río Passaic River y la Bahía de Newark, y que presuntamente, provienen de las operaciones de la planta. Como consecuencia de dichas reclamaciones, Occidental (sociedad sucesora de Chemicals) ha llegado a varios acuerdos con la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*Environmental Protection Agency*, la “**EPA**”), el Departamento de Protección Medioambiental de New Jersey (Department of Environmental Protection, el “**DEP**”) y terceros que, presuntamente, contribuyeron a la contaminación de las propiedades afectadas. Estos acuerdos incluyen un *consent decree* (procedimiento acordado) de 1990 en relación con la remediación en la planta; un acuerdo de 1994 por el cual Tierra llevó a cabo estudios en nombre de Occidental en las 6 millas inferiores del río Passaic; un acuerdo de 2004 por el que Tierra está actualmente llevando a cabo estudios en la bahía de Newark y un acuerdo de 2007 por el cual Tierra y otras 70 partes más están actualmente llevando a cabo estudios en las 17 millas inferiores del río Passaic. Adicionalmente, Tierra, actuando en nombre de Occidental, se encuentra también llevando a cabo estudios por separado para caracterizar la contaminación de los sedimentos y evaluar las remediaciones, de ser necesarias, en ciertas partes del Río Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull.

En 2007, la EPA emitió un borrador de *Focused Feasibility Study* (el “**FFS**”) que resume varias de las alternativas para la remediación de las 8 millas inferiores de río Passaic. Estas alternativas van desde la no realización de acción alguna hasta la realización de un amplio dragado y sellado y que, según se describen por la EPA, implicarían tecnologías probadas que podrían llevarse a cabo en el corto plazo. Los costes totales para el conjunto de las partes involucradas, que podrían ascender, junto con Maxus, a más de 300 compañías o entidades (litigio del Río Passaic) variarían, según las medidas y acciones, desde 0, en caso de no llevarse a cabo acción alguna, hasta alternativas de acción que podrían ascender aproximadamente a 1.500 millones de euros. Tierra, junto con otras partes ya involucradas en esta problemática del río Passaic, remitieron sus comentarios al borrador del FFS a la EPA, que ha decidido llevar a cabo investigaciones adicionales y

establece que una propuesta modificada de remediación será emitida durante 2010. Tierra tiene la intención de contestar a cualquier propuesta revisada según se precise en su momento.

En junio de 2008, Occidental y Tierra llegaron a un acuerdo con la EPA bajo el cual Tierra asumía la extracción de sedimentos de parte del río Passaic en los alrededores de la antigua planta de Newark. Los trabajos supondrán la retirada de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimento en dos fases y cuyo coste se estima sea de aproximadamente 80 millones de dólares (56 millones de euros), de los que 22 millones de dólares (15 millones de euros) han sido abonados en una cuenta "trust" para financiar los trabajos. Durante las labores de extracción, determinados contaminantes no producidos en la antigua instalación de Chemicals también serán retirados. YPF Holdings podría intentar recuperar los costes de los terceros responsables de dichos contaminantes pero, actualmente, no puede predecirse el éxito de una acción para recuperar dichos costes.

En diciembre de 2005, el DEP y el *Spill Compensation Fund de New Jersey* demandaron a YPF Holdings, Tierra, Maxus y a otras sociedades filiales, así como a Occidental, en reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio *del río Passaic y la bahía de Newark*). Los demandantes han manifestado ante el tribunal que los estudios de remediación y las actuaciones llevadas a cabo bajo la supervisión de la EPA no deberían de tener preferencia sobre su litigio, dado que ellos no pretenden la remediación sino la indemnización por daños. Los demandados contestaron a dichas alegaciones y en febrero de 2009 interpusieron reclamaciones contra 300 compañías y agencias gubernamentales (incluyendo ciertos municipios) como terceros que podrían tener responsabilidad por el estado de las propiedades afectadas.

A 31 de diciembre de 2009, YPF Holdings ha dotado una provisión en relación con estas cuestiones de Newark, de acuerdo con su mejor estimación y con la información disponible. No obstante, es posible que puedan ordenarse otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisionales, o que se interpongan reclamaciones adicionales.

**Condados de Hudson y Essex, New Jersey.**- Hasta 1972, Chemicals operó una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey. Tierra, en nombre de Occidental, está llevando a cabo trabajos de remediación en esta planta y sus alrededores, en donde se cree que se encuentran los residuos de cromato ferroso ("COPR") provenientes de la planta, de conformidad con el *consent decree* acordado con el DEP. Tierra está otorgando garantías financieras por importe de 20 millones de dólares (14 millones de euros) en relación con estos trabajos.

En mayo de 2005, el DEP emitió una directriz dirigida a Maxus, Occidental, y otros 2 fabricantes de cromo para que procedieran a la limpieza de los COPR en 3 lugares de la ciudad de Jersey (New Jersey), y a la realización de un estudio mediante el pago al DEP de un total de aproximadamente 20 millones de dólares (14 millones de euros). El DEP también presentó una demanda (*the Hudson County, New Jersey litigation*) contra las partes anteriormente citadas reclamando que se llevara a cabo la limpieza de CORP en diversos lugares no incluidos inicialmente en el consent decree anterior, la recuperación de los costes incurridos y daños por triplicado. Las partes han llegado a un acuerdo preliminar para resolver ambas cuestiones, según el cual Tierra efectuará un pago por importe de 5 millones de dólares (3 millones de euros) y procederá a la limpieza de 3 lugares con un coste estimado de aproximadamente 2 millones de dólares (1 millón de euros).

A 31 de diciembre de 2009, YPF Holdings ha dotado una provisión en relación con estas

materias, según su mejor estimación, de acuerdo con la información disponible. Sin embargo, es posible que otros factores adicionales, incluido un cambio en los estándares de limpieza del cromo, que actualmente están siendo objeto de revisión en New Jersey, pudieran dar lugar a que YPF Holdings tuviese que incurrir en costes significativos adicionales a los inicialmente provisionados.

**Otras antiguas plantas y plantas de terceros.**- Tierra y Maxus participan, en representación de Occidental, en actuaciones de remediación medioambiental en diversas localizaciones de menor relevancia, incluyendo la antigua planta de Chemicals en Painesville (Ohio), cuya remediación está casi terminada; algunas plantas menores de fabricación de las que Chemicals, en algún momento, fue propietario, o tuvo una participación y vertederos en los que Chemicals y terceros presuntamente arrojaron vertidos.

**Litigio de Dallas Occidental contra Maxus.**- En el año 2002, Occidental demandó a Maxus y a Tierra en un tribunal estatal de Dallas (Texas) solicitando una declaración, según la cual, de conformidad con el contrato por el cual Maxus vendió Chemicals a Occidental en 1986, Maxus y Tierra tienen la obligación de defender y mantener indemne a Occidental de ciertas obligaciones históricas de Chemicals, incluyendo reclamaciones relacionadas con el “Agente Naranja” (*Agent Orange*) y cloruro de vinilo monómero (VCM). Tierra fue exonerada como parte pero, en 2006, el tribunal declaró a Maxus responsable de indemnizar a Occidental por dichas reclamaciones. Esta decisión ha sido confirmada por tribunales de apelación y, por tanto, Maxus tendrá que reembolsar a Occidental por la mayoría de los daños ocasionados por esas reclamaciones. Maxus ha reembolsado a Occidental la mayoría de las cantidades y dotado una reserva por el resto de las reclamaciones mientras acuerda su importe final con Occidental. Aunque la decisión judicial declaraba que Maxus debería indemnizar a Occidental por ciertas reclamaciones futuras, YPF Holdings no considera que el importe de estas reclamaciones pueda tener un impacto sustancial en su situación financiera.

YPF Holdings, incluyendo sus sociedades filiales, es parte en varios litigios, de cuyo resultado no se espera un impacto sustancial adverso en su posición financiera. YPF Holdings ha dotado provisiones por contingencias legales para aquellos casos en los que su pérdida es probable y su importe puede estimarse razonablemente.

## **Argentina**

**Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino.**- En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional Argentino se hizo cargo de ciertas obligaciones existentes a 31 de diciembre de 1990 de la sociedad predecesora (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Sociedades del Estado) que no hubiesen sido reconocidas como tales en los estados contables de la sociedad predecesora y que hubieran surgido de cualquier operación o hecho ocurrido, a dicha fecha, siempre que dichos pasivos, obligaciones u otros compromisos fueren determinados o verificados por una decisión definitiva de una autoridad judicial competente. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago de determinadas cantidades establecidas en ciertas decisiones judiciales. YPF entiende que tiene derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad. YPF debe mantener informado al Gobierno Argentino de cualquier reclamación interpuesta derivada de los compromisos asumidos por el Gobierno Argentino.

**Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (la “CNDC”)** - Mercado del gas licuado de petróleo.- La Resolución 189/99 del anterior Ministerio de Industria, Comercio

y Minas de Argentina impuso a YPF una multa fundada en la alegación de que YPF había abusado de posición dominante en el mercado de GLP a granel debido a la existencia de diferencias entre los precios de las exportaciones y los precios de las ventas en el mercado interior entre 1993 y 1997. Adicionalmente la CNDC inició un proceso de investigación para comprobar, entre otros, si la conducta de abuso de posición dominante sancionada durante el período comprendido entre 1993 y 1997 y que ya fue liquidado, se repitió en el período comprendido entre octubre de 1997 y marzo de 1999. Con fecha 19 de diciembre de 2003, la CNDC completó su investigación e imputó a YPF la conducta de abuso de posición dominante durante dicho período. YPF ha presentado recursos de queja ante diversas resoluciones desfavorables,. Con fecha 22 de diciembre de 2009 la Sala IV de Casación rechazó el recurso interpuesto por YPF sobre su alegación de prescripción. Se encuentra pendiente de resolución el Recurso Extraordinario interpuesto ante la Corte.

Con fecha 21 de diciembre de 2009 YPF ha presentado ante la CNDC una nueva alegación de prescripción, presentada como de carácter previo y especial pronunciamiento.

***Mercado del Gas Natural.*** Como consecuencia de las restricciones a la exportación de gas natural desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación con los cuales tenía asumidos compromisos firmes para la entrega de ciertos volúmenes de gas natural. YPF ha impugnado el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y Uso de la capacidad de transporte, así como la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional por arbitrarios e ilegítimos y ha alegado, frente a los respectivos clientes afectados por los cortes, que las restricciones constituyen un supuesto de fuerza mayor que libera a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados.

Clientes de YPF, como Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han rechazado el argumento de fuerza mayor, reclamando el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuras reclamaciones por tal concepto. Electroandina S.A. y Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. han notificado el formal comienzo del período de negociaciones previo al inicio de una acción arbitral. Estas compañías han reclamado daños producidos hasta septiembre de 2007, por un importe total aproximado de 93 millones de dólares (65 millones de euros) . YPF se ha opuesto a dichas reclamaciones. A la fecha YPF no ha sido notificada de arbitrajes iniciados por Electroandina S.A. y/o Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.

Adicionalmente ***AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”)*** ha reclamado daños por importe de 28 millones de dólares (19 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2007 y el 25 de junio de 2008. El 16 de julio de 2008, AESU también reclamó daños por un importe de 3 millones de dólares (2 millones de euros) como consecuencia de falta de entregas de gas natural durante el periodo comprendido entre el 18 de enero y el 1 de diciembre de 2006. YPF ha rechazado ambas reclamaciones. Mediante carta de fecha 20 de marzo de 2009, AESU notificó a YPF la resolución unilateral del contrato.

El 6 de abril de 2009, la Cámara de Comercio Internacional (la “CCI”) notificó a YPF el arbitraje interpuesto por AESU y Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (“Sulgás”) contra YPF reclamando daños por un importe aproximado de 1.052 millones de dólares (730 millones de euros), importe que comprende las cantidades arriba señaladas, en relación con la presunta responsabilidad de YPF derivada de la resolución

por AESU y Sulgás del contrato de exportación de gas natural suscrito en septiembre de 1998. YPF rechaza cualquier responsabilidad derivada de la resolución de dicho contrato. Es más, YPF considera que la estimación de daños realizada por AESU supera con mucho cualquier estimación razonable, puesto que excede al menos en 6 veces las penalidades máximas señaladas para la falta de entregas de gas (deliver or pay) que se hubieran originado, en el caso de que YPF hubiera incumplido sus obligaciones de entrega por la cantidad máxima diaria durante el plazo de vigencia del contrato de exportación de gas natural, tal como se indica en el referido contrato de 1998. Además, más del 90% de la estimación de daños de AESU está relacionada con pérdidas de beneficios que pueden ser fuertemente rebatidos sobre la base de que, con anterioridad a la resolución unilateral del contrato de exportación de gas natural, AESU voluntariamente resolvió todos sus contratos de compras de electricidad a largo plazo. YPF considera que la reclamación iniciada por AESU difícilmente puede prosperar.

Asimismo, el 6 de abril del 2009, YPF presentó ante la CCI una solicitud de arbitraje contra AESU, Sulgás y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”) solicitando que el tribunal arbitral dicte fallo en el que se declare, entre otras cosas, que AESU y Sulgás han repudiado y resuelto unilateral e ilegalmente el contrato de exportación de gas natural, suscrito en septiembre de 1998, y que se declare AESU y Sulgás responsables de cualesquiera daños sufridos por las partes como consecuencia de dicha resolución, incluidos pero no limitados a los daños derivados de la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural.

Con relación a la resolución de los contratos de transporte de gas natural relacionados con el contrato de exportación de gas natural, la CCI notificó a YPF un arbitraje formulado por TGM contra YPF en reclamación de un importe aproximado de 10 millones de dólares (7 millones de euros) más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, en relación con impagos de las tarifas de transporte establecidas en el contrato de transporte de gas natural suscrito, en septiembre de 1998, entre YPF y TGM. YPF ha solicitado la acumulación de ambos procesos. Con fecha 10 de Julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a 17 millones de dólares (12 millones de euros) y reclamó lucro cesante por importe de 366 millones de dólares (254 millones de euros), conceptos que son considerados improcedentes con respecto a YPF.

***Litigio con Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”)*** El 8 de enero de 2009, YPF presentó una reclamación contra TGN ante la autoridad argentina reguladora del gas natural (ENARGAS), solicitando la resolución del contrato de transporte de gas suscrito con TGN en relación con el contrato de exportación de gas natural suscrito con AESU y otras compañías. La solicitud se fundaba en (i) la resolución del contrato de exportación de gas natural y la imposibilidad legal de cesión del contrato de transporte a otros cargadores como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2002; (ii) la imposibilidad legal por parte de TGN de prestar servicios de transporte en firme como consecuencia de modificaciones legislativas vigentes desde el año 2004; y (iii) la teoría de la excesiva onerosidad de las prestaciones de las partes en los términos en los que es recogida en la legislación argentina, sobre la base de la existencia de hechos extraordinarios que convierten tales prestaciones en excesivamente gravosas para una de las partes.

***Compañía Mega S.A.-*** YPF ha recibido también reclamaciones por parte de Compañía Mega S.A. por cortes de suministro de gas natural bajo el respectivo contrato de compraventa de gas natural. YPF considera que las entregas a Compañía Mega S.A. de volúmenes de gas natural bajo el contrato, se vieron afectadas por las decisiones del Gobierno de Argentina.

***Investigaciones de la CNDC.-*** El 17 de noviembre de 2003, y dentro del marco de una

investigación iniciada de oficio en los términos del art. 29 de la Ley de Defensa de la Competencia, la CNDC solicitó explicaciones a un grupo de casi 30 empresas productoras de gas natural, entre las que se encuentra YPF, en relación con (i) la inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que presuntamente restringen la competencia y (ii) las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y vencido contrato suscrito entre la entonces estatal YPF e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual, según la CNDC, YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición; y (b) los intentos frustrados de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por la empresa comercializadora Duke y por Distribuidora de Gas del Centro. En enero de 2006, YPF fue notificada de la resolución por la cual la CNDC ordena la apertura del procedimiento. YPF impugnó la resolución sobre la base de que no ha ocurrido infracción alguna de la Ley de Defensa de la Competencia y prescripción de los cargos. En enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros 8 productores, por infracciones a la Ley 25.156. YPF presentó su descargo. En junio de 2007, sin reconocer la existencia de ninguna conducta infractora de la Ley de Defensa de la Competencia, se presentó ante la CNDC un compromiso, conforme el artículo 36 de la Ley de Defensa de la Competencia, requiriendo que la CNDC apruebe el compromiso de no incluir en otros contratos las cláusulas cuestionadas, suspenda la investigación y archive la causa. YPF no ha recibido una respuesta formal hasta la fecha. El 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo de su alegación de prescripción.

Asimismo YPF está sujeta a otras demandas ante la CNDC en relación a una supuesta discriminación de precio en la venta de combustibles.

***Reclamaciones Medioambientales en La Plata.***- Desde 1999 y en relación a la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen diversas reclamaciones que demandan daños ecológicos y medioambientales, la compensación de daños y perjuicios tanto de naturaleza colectiva como individual (afectación a la salud, daños psicológicos, daño moral, desvalorización de propiedades) originados en la supuesta contaminación medioambiental producida por la operación de la refinería y, asimismo, requieren la remediación medioambiental del canal oeste adyacente a dicha refinería, la realización de distintos trabajos por YPF y la instalación de equipos, tecnología y la ejecución de los trabajos necesarios para poner fin a los daños medioambientales. YPF considera que, al amparo de la Ley N° 24.145, tiene derecho a solicitar del Gobierno argentino el reembolso de los gastos realizados por las responsabilidades existentes hasta el 1 de enero de 1991 (antes de la privatización). En tanto en cuanto estas reclamaciones se superponen parcialmente, YPF entiende que las mismas han de ser parcialmente acumuladas.

***Venta de Electricidad Argentina S.A. y Empresa Distribuidora y Comercializadora del Norte S.A. a EDF International S.A. (“EDF”).***- En julio de 2002, EDF inició contra YPF, entre otros, un procedimiento arbitral internacional, que se rige por el Reglamento de Arbitraje de la CCI, en el que reclama que, de conformidad con el contrato de compraventa de acciones de 30 de marzo de 2001, EDF tenía derecho a una revisión en el precio como consecuencia de variaciones en los tipos de cambio del peso argentino que, según EDF, tuvieron lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2001. El laudo arbitral, de 22 de octubre de 2007, estimó la reclamación de EDF aceptando también, sin embargo, la reconvencción formulada por YPF. En el caso de que el laudo deviniera firme la cantidad a abonar por YPF ascendería a 28,9 millones de dólares (20 millones de euros). Frente al laudo, YPF interpuso un recurso extraordinario de apelación ante la Corte Suprema Federal y un recurso de nulidad ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo comercial, que en abril de 2008 declaró que el recurso interpuesto por YPF tenía efecto suspensivo sobre el laudo arbitral. No obstante, EDF ha iniciado una acción en la

Corte de Distrito del Estado de Delaware, en EE.UU., pretendiendo la ejecución del laudo arbitral, a la que YPF se ha opuesto. Dicha ejecución promovida en Delaware ha sido rechazada por el Tribunal de Primera Instancia. No obstante la Corte de Apelaciones en Estados Unidos revocó parcialmente la mencionada resolución y ordenó la suspensión del procedimiento hasta la conclusión de los recursos de nulidad pendientes en Argentina, tal como fuera solicitado por YPF. Asimismo, YPF ha sido notificada del proceso de ejecución promovido por EDF en París, Francia. Con fecha 9 de diciembre de 2009 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial resolvió los recursos de nulidad deducidos por las partes, declarando la nulidad del laudo arbitral respecto de la condena a YPF S.A. a pagar una indemnización por daños y perjuicios a EDF, así como declarando también la nulidad respecto de la condena a EDF de abonar una indemnización a e YPF S.A. Con fecha 8 de febrero de 2010 YPF fue notificada del recurso extraordinario interpuesto por la parte actora contra la resolución de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial antes mencionada.

**Análisis de las reservas de la Cuenca Noroeste.**- La eficacia de ciertas autorizaciones de exportación de gas natural, relacionadas con la producción en la Cuenca Noroeste, otorgadas a YPF en virtud de las resoluciones de la Secretaría de Energía números 165/99, 576/99, 629/99 y 168/00 están siendo sometidas a un análisis por parte de dicha Secretaría para determinar la existencia de suficientes reservas adicionales de gas natural descubiertas o desarrolladas por YPF en dicha cuenca. El resultado de este análisis es incierto y podría tener un efecto adverso sobre el desarrollo de los contratos de exportación de gas natural relacionados con tales autorizaciones que, a su vez, podría determinar importantes costes y responsabilidades para YPF. YPF ha presentado ante la Secretaría documentación que permite la continuación de las exportaciones de acuerdo con la Resoluciones 629/1999, 565/1999 y 576/1999 (los “**Permisos de Exportación**”). Los Permisos de Exportación están vinculados a contratos de exportación a largo plazo con Atacama Generación, Edelnor y Electroandina con volúmenes de 900.000 m<sup>3</sup>/día, 600.000 m<sup>3</sup>/día y 175.000 m<sup>3</sup>/día, respectivamente. YPF no ha recibido respuesta alguna de la Secretaría de Energía. El expediente se encuentra pendiente de decisión por parte de la Secretaría de Energía. Si ésta concluyera que las reservas no son suficientes para continuar con el cumplimiento de los compromisos de exportación, y otros compromisos, podría declararse la caducidad de uno o más de los Permisos de Exportación, lo que tendría consecuencias directas en los contratos de exportación relacionados con los Permisos de Exportación.

El 11 de agosto de 2006, YPF recibió la Nota SE N° 1009 (la “**Nota**”) por parte de la Secretaría de Energía, que revisaba el progreso de las *reservas en Área Ramos* en la Cuenca Noroeste, con relación a la autorización de exportación otorgada mediante Resolución SE N° 169/97 (la “**Autorización de Exportación**”). La Autorización de Exportación se aplica al contrato de exportación de gas natural a largo plazo celebrado entre YPF y Gas Atacama Generación, por un volumen máximo diario de 530.000 m<sup>3</sup>/día. La Nota determinó que como resultado de la disminución de las reservas de gas natural contempladas en la Autorización de Exportación, el suministro del mercado local estaba en riesgo. La Nota, preventivamente, estableció que los volúmenes máximos diarios de gas natural autorizados para exportación en virtud de la Autorización de Exportación debían reducirse al 20%, afectando el contrato de exportación. El 15 de septiembre de 2006, YPF presentó una contestación a la Nota con sus alegaciones. YPF y Gas Atacama Generación han alcanzado un acuerdo de reestructuración integral del contrato.

**Asociación de Superficiaarios de la Patagonia (la “ASSUPA”).**- En agosto de 2003, la ASSUPA demandó a YPF, entre otras empresas, que operaban concesiones de

explotación y permisos de exploración de la Cuenca Neuquina, solicitando se condenara a las mismas a remediar el daño medioambiental colectivo supuestamente producido y a adoptar las medidas necesarias para evitar daños medioambientales en el futuro. La cantidad reclamada asciende a 548 millones de dólares (380 millones de euros). YPF y otras demandadas presentaron un recurso para que se desestimara la demanda sobre la base de la incapacidad del demandante de fundamentar una reclamación que otorgase el derecho a reparación. El tribunal estimó el recurso y ASSUPA presentó otra demanda suplementaria. YPF solicitó que se desestimase la reclamación por no haber sido subsanados los defectos de la demanda indicados por el Tribunal Supremo de Argentina, pero dicha solicitud fue rechazada. No obstante, YPF también ha contestado solicitando su desestimación por otras razones y requerido la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley N° 22.145 y el Decreto 546/1993. El 26 de agosto de 2008, el Tribunal Supremo de Argentina resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas. En cumplimiento de una resolución de la Corte de fecha de 23 de enero de 2009, se emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presenten los terceros citados.

***Reclamaciones Medioambientales en Dock Sud.***- Estas reclamaciones han sido dirigidas por vecinos de la zona Dock Sud contra cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y catorce municipios, por daños individuales provocados en la salud y a la propiedad de los demandantes y reparación del medio ambiente en la zona de Dock Sud y del daño medioambiental colectivo de la Cuenca Matanza Riachuelo. Mediante sentencia de 8 de julio del 2008, el Tribunal Supremo de Argentina dispuso que la Autoridad de la Cuenca (Ley N° 26.168) estaría a cargo del cumplimiento del programa de reparación medioambiental y de llevar a cabo las medidas preventivas en la cuenca, siendo responsables de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; y decidió además que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño medioambiental, continuará ante el Tribunal Supremo de Argentina.

Otro grupo de vecinos del área de Dock Sud ha interpuesto otras 2 reclamaciones medioambientales, una de ellas desistida con relación a YPF, solicitando a diversas sociedades establecidas en esa zona, incluida YPF, la Provincia de Buenos Aires y diferentes municipalidades, la reparación y subsidiariamente la indemnización del daño medioambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de conformidad con la Ley No.22.145 y el Decreto No. 546/1993.

***Reclamaciones Medioambientales en Quilmes.***- Residentes de la zona de Quilmes, en la Provincia de Buenos Aires, han presentado una reclamación judicial requiriendo la remediación de daños medioambientales y el pago de la cantidad de 47 millones de pesos (9 millones de euros) como indemnización por daños personales, más intereses. Los demandantes basan, principalmente, su reclamación en fugas de fuel en un poliducto que recorre La Plata hasta Dock Sud, ocurridas en el año 1988. Las fugas se hicieron perceptibles en el año 2002, dando lugar a los trabajos de remediación que en la actualidad lleva a cabo YPF en el área afectada bajo la supervisión de la autoridad medioambiental de la Provincia de Buenos Aires. YPF ha notificado al Gobierno argentino que requerirá la personación del Gobierno en el momento de contestar la

demanda, con la finalidad de que el Gobierno indemnice a YPF de cualquier responsabilidad y que mantenga indemne a YPF en relación con esta reclamación judicial, de conformidad con la Ley 24.145. El Gobierno argentino negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo ésta ha demandado al Gobierno para obtener una resolución judicial declarando la nulidad de dicha decisión. Existen otras 30 reclamaciones judiciales interpuestas contra YPF basadas en fundamentos similares por un importe total aproximado de 5 millones de pesos (1 millón de euros).

***Nota número 245/08 emitida por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Río Negro.***- El 15 de mayo de 2008, fue notificada a YPF la Resolución 433/08 con referencia a la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de YPF como concesionario de diversas áreas hidrocarburíferas como Barranca de los Loros, Bajo del Piche, El Medianito y Los Caldenes, todas ellas situadas en la Provincia de Río Negro. En dicha Resolución se sostiene que YPF, entre otros, como titular de la concesión es responsable del incumplimiento de determinadas obligaciones medioambientales y relativas a la concesión. Si finalmente YPF fuese declarado responsable, podría declararse la caducidad de estas concesiones. De conformidad con la ley de hidrocarburos, se requirió a YPF para que remitiera su contestación.

Dado que la ley de hidrocarburos concede al concesionario el derecho a subsanar, previamente a la declaración de caducidad, cualquier posible incumplimiento dentro de un determinado periodo de tiempo desde la recepción de la notificación, el 29 de mayo de 2008, YPF presentó una solicitud de nulidad de la Resolución 433/08 “MP” por cuanto que dicha resolución no concedió a YPF dicho derecho. Asimismo, YPF ha presentado su contestación negando los cargos contra ella y, el 12 de noviembre de 2008, el Ministerio de Producción ordenó la apertura del período de prueba. El 28 de noviembre de 2008, YPF presentó un escrito solicitando la práctica de ciertas pruebas y la designación del perito de YPF. YPF ha impugnado ciertos aspectos relacionados con la práctica de la prueba. Con fecha 1 de diciembre de 2009 se presentó la prueba informativa pertinente señalando que se encuentran pendientes de resolución cuestiones plantadas por YPF relacionadas con la producción de la prueba.

***Reclamación interpuesta contra Repsol YPF e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios.***- La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol YPF nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997 suma que actualizada ascendería a 298 millones de pesos argentinos (55 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

## **ECUADOR**

El 9 de junio de 2008, las empresas que conforman el consorcio contratista del Bloque 16, entre ellas Repsol YPF Ecuador S.A., el operador del bloque, interpusieron 4 reclamaciones contra PetroEcuador ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el “CIADI”) en relación con ciertas controversias, entre otras, relativas a la aplicabilidad de ciertos ajustes en el cálculo de la participación.

El 20 de agosto de 2008, se llegó a un acuerdo, suscribiéndose un Acta de Compensación de Cuentas entre Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (“**PetroEcuador**”) y Repsol YPF Ecuador, S.A., por medio de la cual se compensaron créditos recíprocos y deudas pendientes en barriles de petróleo del Bloque 16 y del Campo Unificado Bogi-Capirón, poniéndose fin a 3 de las 4 controversias.

La reclamación pendiente, en relación con la Ley 2006-42, se refiere a la aplicación del nuevo impuesto mínimo del 50% sobre los beneficios extraordinarios. Sin perjuicio del procedimiento de arbitraje internacional y de las medidas cautelares solicitadas por Repsol YPF Ecuador, S.A., el Gobierno de Ecuador avanzó un proceso coercitivo iniciado por Petroecuador, exigiendo el pago de los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2006 y marzo de 2008 (por un importe de 591,5 millones dólares (410 millones de euros)), que fueron satisfechos bajo objeción. El 12 de marzo de 2009, tras un proceso de negociación, se suscribió un acuerdo de desembolso en relación con los beneficios extraordinarios generados entre abril de 2008 y diciembre de 2008. Este acuerdo se llevó a cabo sin renunciar al proceso de arbitraje y con la condición de que, si tales pagos fueran reducidos, anulados o declarados inadmisibles por la decisión de un tribunal, un órgano de arbitraje, o de cualquier otra manera; o si, el derecho de Repsol YPF Ecuador S.A. a una indemnización fuese reconocido, Repsol YPF Ecuador S.A. podría poner fin a los pagos de cantidades pendientes en virtud de la Ley 2006-42. La firma de este acuerdo de desembolso suspendió el proceso coercitivo.

Conforme el calendario establecido en el acuerdo de desembolso, se han efectuado desembolsos por un importe total de 142 millones de dólares (99 millones de euros).

En cumplimiento de una resolución del tribunal arbitral del CIADI, de 17 de junio de 2009, se estableció que hasta el 12 de marzo del 2010, ni la República del Ecuador ni Petroecuador, ni ninguna otra entidad pública de la República del Ecuador, por sí o por medio de sus funcionarios o empleados, tomará ninguna acción contra o en relación con las demandantes, tendente a embargar o a ejecutar sus bienes o que pueda tener el efecto de paralizar o perjudicar severamente las actividades de las demandantes, sin darles aviso escrito de sus intenciones a las demandantes y al tribunal de arbitraje con al menos de 6 días hábiles de antelación.

Hasta marzo de 2009, Repsol YPF tenía una participación del 35% en el Bloque 16 y desde dicha fecha Repsol YPF es titular, directa e indirectamente, de una participación total del 55%

## **ARGELIA**

En 2004, Repsol YPF (60%) y Gas Natural SDG (40%) resultaron adjudicatarias de un proyecto de gas en Argelia (Gassi Touil). El proyecto incluía la exploración, producción, licuefacción y comercialización de GNL en la zona de Gassi Touil Rhourde Nous-Hamra, situada en la parte oriental de Argelia. La planta de licuefacción de gas natural iba a ser construida en Arzew.

En marzo de 2006, Repsol YPF (48%), Gas Natural (32%) y la petrolera y gasista estatal argelina Sonatrach (20%), como parte del proyecto integrado de GNL de Gassi Touil, firmaron un acuerdo para la creación de una joint venture, (El Andalus), con el objeto de construir y operar la planta de licuefacción de gas natural en Arzew.

El 13 de agosto de 2007, Sonatrach rescindió unilateralmente el proyecto de Gassi Touil y decidió tomar el control exclusivo del proyecto. Repsol YPF y Gas Natural anunciaron su intención de impugnar la resolución del contrato, así como reclamar los daños y perjuicios por resolución improcedente del contrato ante un organismo de arbitraje

internacional, de conformidad con las disposiciones establecidas en el contrato de Gassi Touil.

Sonatrach inició un procedimiento arbitral internacional en relación con el proyecto integrado Gassi Touil solicitando que se declarase adecuada la resolución de su contrato con Repsol YPF y Gas Natural y reclamó daños y perjuicios.

Con fecha 27 de noviembre de 2009 se dictó el laudo arbitral que resuelve la controversia entre Repsol YPF, Gas Natural y Sonatrach sobre la resolución del contrato relativo al proyecto integrado Gassi Touil. El Tribunal Arbitral declaró terminado el citado contrato conforme a sus cláusulas, sin obligar a ninguna de las partes a indemnizar a la otra como consecuencia de dicha resolución. El laudo también ordena que Sonatrach compre a las compañías españolas su participación en la sociedad conjunta encargada del proceso de licuefacción del proyecto Gassi Touil y que pague un precio igual a la tesorería actual de dicha sociedad. El laudo no contempla la restitución de las inversiones realizadas en el proyecto por Repsol YPF y Gas Natural, por lo que Grupo ha dado de baja en sus estados financieros los activos correspondientes, con un impacto neto para el Grupo de 103 millones de euros.

#### **TRINIDAD Y TOBAGO**

El 1 de septiembre de 2008, BP America Production Company inició en Nueva York un procedimiento arbitral contra Repsol YPF bajo las reglas UNCITRAL, en relación con la supuesta obligación de Repsol YPF de compartir los ingresos incrementales (*incremental value*) derivados del desvío de cargamentos de GNL de los trenes 2 y 3 de Atlantic 2/3, en virtud de un acuerdo denominado Supplemental Agreement. El procedimiento arbitral se bifurcó en dos fases: la primera para definir cuál debería ser la interpretación del Supplemental Agreement y la segunda para la determinación de las consecuencias económicas derivadas de la aplicación de dicho acuerdo. Con fecha 17 de noviembre de 2009 el Tribunal arbitral notificó a las partes el laudo parcial relativo a la primera de las fases del arbitraje, confirmando la pretensión de BP respecto a la interpretación del contrato. Actualmente continúa la tramitación del procedimiento arbitral respecto a la segunda de las fases anteriormente señaladas.

#### **ESPAÑA**

**Resolución de la CNC de 30 de julio de 2009** El 11 de julio de 2007, la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de la Competencia (la “CNC”) notificó a Repsol YPF la apertura de un expediente sancionador en relación con el artículo 1 de la Ley de Defensa de la Competencia española (la “LDC”) contra Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (“RCPP”), BP y Compañía Española de Petróleos S.A. (“CEPSA”). La CNC imputa a las antes citadas una infracción consistente en la fijación indirecta de los precios de los carburantes de automoción gasolina derivada del sistema de precios máximos y recomendados comunicados a las estaciones de servicio de sus respectivas redes. En agosto de 2008, el Consejo de la CNC admitió a trámite el citado expediente aplicando de manera coincidente el artículo 1 de la LDC y el artículo 81 del Tratado de la Comunidad Europea. El 30 de julio de 2009, el Consejo de la CNC dictó resolución por la que declara responsables de una infracción del artículo 1 de la LDC y del artículo 81 del Tratado UE a RCPP; BP, y CEPSA consistente en la fijación indirecta del precio de combustibles en sus respectivas redes de estaciones de servicio abanderadas e impone a RCPP una sanción de 5 millones de euros. El 27 de octubre de 2009 Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A. interpuso ante la sección sexta de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional, recurso contencioso administrativo contra la citada resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia de 30 de julio de 2009. Dicha Sala ha acordado la suspensión cautelar de la sanción pecuniaria.

### **(36) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE**

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

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

#### 36.1) Activos Ambientales

A 31 de diciembre de 2009, el coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	431	224	207
Agua	698	374	324
Calidad de productos	1.380	685	695
Suelos	281	89	192
Ahorro y eficiencia energética	467	155	312
Residuos	49	17	32
Otros	487	301	186
	<u>3.793</u>	<u>1.845</u>	<u>1.948</u>

El coste incluye 284 millones de euros de activos en curso.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2009 destacan, las destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames. Como proyectos singulares cabe mencionar, la continuación del proyecto de comercialización de biocombustibles en logística Argentina, con una inversión ambiental de 11 millones de euros, el proyecto de mejora de calidad de combustibles en la refinería de La Coruña

(España) con una inversión ambiental de 11 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de gasolinas y gasóleos en la refinería de Cartagena (España), con un inversión ambiental de 6 millones de euros.

También cabe destacar, el proyecto de mejoras del sistema de recogida de aguas pluviales en la refinería de Puertollano (España) con una inversión ambiental de 13 millones de euros.

### 36.2) Provisiones Ambientales

Repsol YPF provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en los epígrafes “Otras provisiones corrientes” y “Otras provisiones no corrientes”.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en el ejercicio 2009 es el siguiente:

	<u>Millones de euros</u>
Saldo a 1 de enero de 2009	237
Dotaciones con cargo a resultados	70
Aplicaciones con abono a resultados	(2)
Cancelación por pago	(70)
Reclasificaciones y otros movimientos	(14)
Saldo a 31 de diciembre de 2009	<u><u>221</u></u>

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol YPF” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” cuyo saldo a 31 de diciembre de 2009 asciende a 854 millones de euros (ver nota 20).

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2009 de las provisiones ambientales hay que destacar 87 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemicals Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (incluidos también en el importe de provisiones detallado en la nota 35).

Las pólizas de seguros corporativas cubren las responsabilidades civiles por contaminación derivadas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria.

### 36.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en el ejercicio 2009 han ascendido a 347 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”.

Estos gastos incluyen 163 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas en 2009 (si bien, de acuerdo con lo descrito más abajo en el epígrafe 36.5) Emisiones de CO<sub>2</sub>, el efecto neto en la cuenta de resultados por

las emisiones de CO<sub>2</sub> ha sido un ingreso neto de 36 millones de euros en 2009), así como las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera, la remediación de suelos y abandonos, la gestión de los residuos y la gestión del agua por importes de 22, 30, 32 y 20 millones de euros, respectivamente.

#### 36.4) Actuaciones futuras

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol YPF en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energía, la ley 26093 en Argentina, la Directiva Europea 2008/1/CE sobre Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC), así como la aplicación de la Ley 26/2007 sobre responsabilidad ambiental y el futuro reglamento que la desarrolla.

En 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 relativas a: la reducción en al menos un 20 % las emisiones globales de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, el aumento del uso de energías renovables hasta el 20 % de la producción total y la reducción del consumo energético en un 20 % gracias a una mayor eficiencia energética.

- 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.

Se establecen las subastas como principio básico para la asignación de derechos de emisión. El 50% de los ingresos que generarán las subastas deberían utilizarse, entre otras cosas, para la contribución al Fondo de Adaptación puesto en práctica en 14<sup>a</sup> Conferencia de las Partes (COP 14) celebrada en Poznan, la adaptación a los impactos del cambio climático, la financiación de actividades de investigación y desarrollo, el desarrollo de energías renovables y la captura y el almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero. Para los sectores especialmente expuestos a la competitividad internacional (refino y química), será aplicable una asignación gratuita basada en benchmarking sectorial.

- La Directiva 2009/30/ relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles durante su ciclo de vida.

La Directiva establece, para los vehículos de carretera, las máquinas móviles no de carretera, los tractores agrícolas y forestales, así como embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, especificaciones técnicas para los combustibles y un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida

Según se indica en la Directiva, los suministradores deberán informar cada año sobre la intensidad de los gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía suministrada. Los Estados Miembros exigirán a los proveedores que reduzcan hasta un 10% antes del 31 de diciembre de 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía procedente del combustible o de la energía suministrados. Esa reducción consistirá en un 6% mediante el uso de biocarburantes, un objetivo indicativo adicional del 2% mediante la captura y almacenamiento geológico y vehículos eléctricos, y un objetivo indicativo adicional del 2% mediante CER procedentes del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- La Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en condiciones seguras (confinamiento permanente sin riesgos para el medio ambiente y la salud humana) para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Establece requisitos sobre elección de los emplazamientos de almacenamiento, permisos de exploración, permisos de almacenamiento y explotación, cierre y período posterior al cierre.

A nivel nacional, España ha comenzado la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 que establece obligaciones de información para los sectores que se incorporan al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

La Ley incluye una disposición adicional sobre la revisión del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión, en la que se determina la obligación de que aquellos titulares de instalaciones que desarrollan actividades enumeradas en el Anexo de la propia Ley y que no se encuentren sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2008-2012 deberán presentar, antes de 30 de abril de 2010, a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, datos de emisiones correspondientes a los años 2007 y 2008.

Por otro lado, mediante la Orden PRE/2827/2009 por la que se modifican las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, se ha modificado la asignación a las diferentes actividades sujetas al régimen de comercio de emisiones, reduciendo la cuota asignada a la Reserva de Nuevos Entrantes a 6,058 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, en 2006 se aprobó en Argentina la ley 26093, que contempla la incorporación de biocombustibles a las gasolinas y al gasóleo. Esta normativa es obligatoria a partir del cuarto año de entrada en vigor y supone inversiones dirigidas fundamentalmente a la obtención de los biocombustibles, su incorporación a los derivados del petróleo y su distribución logística. La Compañía, desde mediados de 2007, está comercializando el denominado gasoilbio (mezcla de gasoil con biocombustibles) en un número creciente de estaciones de servicio. La proporción de biocombustibles, que actualmente es de un 1'5%, se irá incrementando para poder cumplir con la exigencia del 5% que establece dicha ley.

En enero de 2008, el parlamento europeo aprobó la Directiva 2008/1/CE, relativa al control y prevención integrados de la contaminación (IPPC), la cual amplía el ámbito a

otras actividades contaminantes, tales como instalaciones de combustión medianas (entre 20 y 50 MW), y establece valores límite de emisión más estrictos para las grandes instalaciones de combustión que antes quedaban fuera de esta Directiva, estableciendo la realización de inspecciones anuales en los centros industriales que comparen los valores emitidos con los establecidos por las Mejores Tecnologías Disponibles.

En España, en octubre 2007 se aprobó la Ley 26/2007 que transpone la Directiva 35/2004 sobre responsabilidad medioambiental. El 23 de Diciembre de 2008 fue publicado el reglamento correspondiente que establece las metodologías relativas a la determinación de escenarios de riesgos y fijación de costes de reparación que permitan definir coberturas para garantías financieras por responsabilidad medioambiental. La exigibilidad de la constitución de la garantía financiera se determinará por una Orden Ministerial del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino a partir del 30 abril de 2010.

### 36.5) Emisiones de CO<sub>2</sub>

Durante los ejercicios 2009 y 2008 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 15,9 y 12,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 246 y 278 millones de euros. En este plan también se estipulan las asignaciones gratuitas de derechos de emisión en el año 2010 por 15,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

En los ejercicios 2009 y 2008 se ha producido una depreciación del valor de los derechos de emisión, lo que ha dado lugar a la dotación de una provisión por depreciación de 50 y 86 millones de euros, respectivamente, que se ha visto compensada casi en su totalidad, por los ingresos procedentes de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos recibidos a título gratuito.

El resultado neto en el ejercicio 2009 por la gestión de CO<sub>2</sub> ha ascendido a un beneficio de 35 millones de euros en 2009, mientras que en 2008 tuvo un efecto negativo de 16 millones de euros. El importe de 2009 se debe principalmente a una disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> en la mayoría de las refinerías y plantas químicas de Repsol YPF en España y Europa respecto a los derechos asignados. Se debe también, aunque en menor medida, a operaciones con derivados de derechos del CO<sub>2</sub> llevadas a cabo por el Grupo para optimizar el coste de las emisiones realizadas.

Las instalaciones de Repsol YPF incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo están sujetas a limitaciones cada vez mayores sobre la cantidad de CO<sub>2</sub> que puedan emitir gratuitamente. Con el fin de minimizar el coste de cumplimiento con dichas limitaciones en el futuro, la Compañía tiene distintas inversiones comprometidas para la adquisición de créditos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC) a través de fondos de carbono (Fondo Español de Carbono gestionado por el Banco Mundial y el Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool gestionado por Natsource). La contratación a futuro de créditos MDL y AC mediante fondos de carbono representa una oportunidad de disponer de créditos a un precio económico para el futuro cumplimiento.

Los compromisos que tiene Repsol YPF han resultado en la adquisición de créditos durante el ejercicio 2009. Con estas adquisiciones, la inversión comprometida a final del ejercicio es de 24 millones de euros.

**(37) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES**

En el ejercicio 2009, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de Auditoría en Repsol YPF, S.A. y en las sociedades de su Grupo ha ascendido a 6,6 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios ascendieron a 0,3 millones de euros y 0,1 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**

- En Venezuela, con efectos desde 11 de enero de 2010, se han establecido nuevos tipos de cambio del bolívar frente al dólar americano (Convenio Cambiario N° 14). El tipo de cambio hasta entonces vigente, de 2,15 bolívares por dólar, ha pasado a ser, con carácter general, de 4,30 bolívares por dólar, aunque se establecen otros tipos para ciertas operaciones específicas.

Se está evaluando el alcance de la nueva normativa y su impacto sobre los negocios de Repsol en Venezuela. En cualquier caso, dado que dichos negocios tienen como moneda funcional el dólar, no se prevé que vaya a tener un impacto significativo en sus flujos de caja operativos.

- Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área geográfica Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol tiene una participación del 40%. Con ello, Repsol hizo efectiva la nota de crédito recibida durante el proceso de migración de los convenios operativos a empresa mixta.
- El 10 de febrero de 2010 el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela anunció la adjudicación del Bloque Carabobo 1 de la Faja Petrolífera del Orinoco a un consorcio en el que participa Repsol. La empresa mixta que deberá constituirse para desarrollar las actividades petroleras tendrá como accionistas a CVP con un 60% de las acciones mientras que el 40% restante quedará distribuido entre las empresas que conforman el consorcio ganador: Repsol (11%), Petronas (11%), ONGC (11%), Oil India Ltd (3,5%) e Indian Oil Co (3,5%).

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Patrimonial	% de Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Petróleo, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	99,97	99,97	217,6	1.256,8	180,7		1.654,7
Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Producción y comercialización de derivados	I.G.	100,00	100,00	5,4	61,4	17,9		84,7
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	0,1	1,9	1,0		3,0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.		Asfaltos	I.P.	50,00	50,00	8,5	12,7	1,6		11,4
Servicios de seguridad Mancomunados (SESEMA)	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Butano, S.A. y Repsol Química, S.A.	Seguridad	I.G.	100,00	100,00	0,4	-0,1	0,2		0,5
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A./PETRONOR	Remolcadores	I.G.	99,23	100,00	0,1	2,4	2,3		4,8
Repsol YPF Trading y Transportes, S.A. (RYTTSA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,1	128,3	36,3		164,7
RYTTSA Singapore	Islas Cayman	Repsol YPF Trading y Transportes, S.A.		Trading de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	-2,6	-0,8		-3,3
Repsol Overzee Finance, B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	123,7	54,3	21,8		199,8
Atlantic 2/3 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	96,7		-79,1		4,4
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago (2)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings, Llc.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	96,7	5,3	77,3	-79,1	25,0
Atlantic 4 Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Overzee Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	174,9				38,9
Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings, Llc.		Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	174,9	-64,6	73,3		40,8
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	3,7	8,1	6,9		18,8
Repsol E&P T&T Limited	Trinidad y Tobago	Repsol Overzee Finance, B.V.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	52,6	24,2	10,9		87,7
Repsol LNG, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol comercializadora de Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	-0,5		-0,9
Gastream México S.A. de C.V.	México	Repsol YPF, S.A.	Repsol LNG, S.L.	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	20,0	-20,8	-0,1		-0,9
Repsol Gas Natural LNG	España	Repsol YPF, SA	Gas Natural, SGA	Gestión comercialización de GNL	I.P.	65,06	100,00	2,0	0,2	0,5		1,8
Pacific LNG Bolivia S.R.L.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	37,50	37,50	1,9	-1,8	0,0	0,0	0,1
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,6	21,8		23,4
Repsol Butano, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	58,7	556,0	105,7		720,4
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de gas	P.E.	100,00	100,00	1,3	-1,8	0,5	0,0	0,0
Repsol YPF Gas, S.A.	Argentina	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	85,00	85,00	14,7	10,2	11,1		30,6
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Instalaciones de gas	I.G.	52,70	62,00	0,4	0,1	0,0		0,2
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	42,50	50,00	0,0	0,5	0,4	0,0	0,4
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas, S.A.	Poligas Luján, S.A.	Comercialización de GLP	P.E.	75,73	100,00	0,0	-0,4	0,0	0,0	-0,3
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	7,4	2,4	5,5		15,4
Servicio de Mantenimiento y Personal - SEMAPESA	Ecuador	Repsol Butano, S.A.		Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0		0,0
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,6	21,4	16,8		38,7
Spelta Soc. Unipessoal Lda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	100,00	100,00	0,0	0,8	0,4	0,0	1,2
Saaga, S.A.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.		Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	1,0	3,2	0,4	0,0	1,2
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Chile, Limitada	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	100,7	72,5	20,3		193,5
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.		Comercialización de GLP	I.P.	45,00	45,00	73,1	20,7	45,4	-50,6	39,8
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.		Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	32,8	3,7	15,2	-6,2	45,4
Repsol YPF Comercial de la Amazonia, SAC	Perú	Repsol YPF Comercial Perú, S.A.		Distribuidora de GLP	I.G.	99,69	99,84	0,1	0,1	-0,1		0,2
Repsol YPF GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Butano, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A./R. YPF Bolivia, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,1	-0,1		0,1
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Repsol Química, S.A./Repsol YPF, S.A./Repsol Petróleo,S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	11,9	-4,8	0,9		8,0
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Repsol YPF Brasil, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	29,9	-14,1	-4,6		11,2
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1,1	-1,3	0,0		-0,3
Vía Red Servicios Logísticos, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas natural	P.E.	99,49	99,49	0,8	-0,1	0,0	0,0	0,6
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Repsol YPF, S.A./PETRONOR	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,65	99,76	334,8	591,4	344,7	-204,0	1.031,0
Repsol Directo, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	96,65	100,00	0,1	2,5	3,3		5,7
Camps Estaciones de Servicio, S.A. - CAMPSARED	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Explotación y gestión de EE.SS.	I.G.	96,65	100,00	8,4	18,0	34,8		59,1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	P.E.	43,68	45,00	15,1	-4,9	-0,3	0,0	4,3
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Servicios de fidelización	P.E.	29,00	30,00	0,1	4,8	-0,1	0,0	1,4
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,18	33,25	0,1	1,0	0,7	0,0	0,6
Euro 24, S.L.	España	Autoclub Repsol, S.L.		Servicios relacionados con la automoción	I.G.	99,78	100,00	0,0	0,5	-0,2		0,4
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	PETRONOR	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	69,85	70,00	1,5	0,3	0,8		1,8
Solred, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Gestión de medios de pago en EE.SS.	I.G.	99,78	100,00	7,3	22,0	10,8		40,0
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Gestión EE.SS.	I.P.	49,89	50,00	39,4	6,7	1,3		23,6
Terminales Canarias, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.		Almacenamiento y distribución de ptdos. petrolíferos	I.P.	49,89	50,00	19,8	1,9	0,7		11,2
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	PETRONOR	Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	14,25	15,00	84,1	152,1	171,2	-219,2	26,8
CLH Aviación, S.A. (3)	España	CLH, S.A.		Transporte y almacén de ptdos. petrolíferos	P.E.	14,25	100,00	21,7	32,1	7,7		7,7
Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sin actividad	I.G.	100,00	100,00	0,2	13,1	11,3		24,6
The Repsol Company of Portugal Ltd.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,8	2,4	0,1		3,3
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Repsol YPF, S.A.	Carbon Black Española, S.A. (CARBESA)	Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59,0	313,8	37,2		410,0
Repsol Directo LDA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Distribuc. y comercialización de ptdos. petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,3	-0,1	0,1		0,2
Gespost	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,0	2,4	1,4		3,8
Caiaigeste - Gestao de Areas de Servicios Ltda.	Portugal	Gespost		Explotación y gestión de EE.SS.	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,1	-0,1	0,0	0,0
Abastecimientos e Serviços de Avia - ASA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. - SABA	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	3,5	28,0	0,2		31,7
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Generación de Energía	I.P.	25,00	25,00	3,6	147,9	27,2		44,7
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.		Mantenimiento de Plantas de Gasificación	I.P.	25,00	25,00	6,0	32,5	3,2	-8,0	22,4
Repsol YPF Tesorería y Gestión Financiera, S.A	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo	I.G.	100,00	100,00	0,1	386,3	5,9	0,0	392,3
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Repsol YPF, S.A.		Refino	I.G.	85,98	85,98	120,5	452,9	170,4	-66,1	582,7
Asfalnor, S.A.	España	PETRONOR		Distribuc. y comercialización de ptdos. asfáltico	I.G.	85,98	100,00	0,1	0,0	0,0		0,1
Repsol Exploración, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24,6	1.201,7	599,1		1.825,4
Repsol LNG Holding, antes se denominaba Repsol Exploración	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,8	8,3	-13,5		-3,4
Gas Natural West África S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.A.	Gas Natural Exploración, S.L.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,04	100,00	6,9	3,2	-12,8		-1,9
Repsol YPF Cuba, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	5,6	-0,6		-6,9
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	-0,7	-9,0		-7,8
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5,6	113,7	-122,1		-4,8
Repsol Exploración Marzouq, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,2	444,0	126,0		577,2
Alskus Oil Operations AG/Repsol Oil Operation	Libia	Repsol Exploración Marzouq, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	100,00	100,00	0,1	0,0	0,3		0,4
Repsol YPF Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4,3	84,3	-13,3		75,3
Amoldini Oil Company, Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.		Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-1,5	20,6			19,0
Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,1	25,1	6,7		31,9
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Cayman	Repsol YPF OCP de Ecuador, S.A.		Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	69,7	4,5	10,0	-5,2	23,4
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.(3)	Islas Cayman	Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.		Otras actividades	P.E.	29,66	100,00					0,0
Repsol Exploración Securú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,9	-0,3	0,5		2,0
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,5	140,0	25,0		179,5
Perú LNG Company, Llc.	Perú	Repsol Exploración Perú, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	1.127,7	17,6	-60,4		217,0
TGP, S.A.	Perú	Perú Pipeline Holding Co, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	10,00	144,6	223,1	42,2		41,0
Repsol YPF Oriente Medio, S.A.	España	Repsol Exploración, S										

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes <sup>(1)</sup>	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Repsol Exploración México S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15,5	1,0	11,2		27,6
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00		0,1	0,1		0,2
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	-0,1	-3,8		-3,7
Zhambai LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	0,0	19,6	-22,4	0,0	-0,7
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,2	-0,1	-0,3		-0,1
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2,8	-1,4	-1,1		0,3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Exploración Tobago, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00			-0,1		-0,1
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	238,4	-88,8	1,8		151,5
Calio LLC	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14,4	5,8			20,2
Repsol YPF Venezuela, S.A.	Venezuela	Repsol Exploración Venezuela, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11,4	53,6	-17,4		47,7
Repsol YPF Venezuela Gas	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00		-6,2	-0,2		-6,4
Cardón IV	Venezuela	Repsol YPF Venezuela Gas S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00		-21,7	5,8		-8,0
Petroquirique, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	3,8	433,2	262,6		279,8
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Repsol YPF Venezuela, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	0,3	90,0	79,1		101,7
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1		-1,5		-1,4
BPRY Caribbean Ventures LLC	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	849,6	-1.616,3	884,1		35,2
BP Amoco Trinidad & Tobago, LLG (consolidada en BCS de	EE.UU.	BPRY Caribbean Ventures LLC		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	117,3	772,9	312,4	-853,1	104,9
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	0,1	1,4			0,8
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225,9	424,7	10,2		660,8
EniRepsa Gas Limited	Arabia Saudita	Repsol Exploración, S.A.		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	254,4	-215,0	-17,5		6,6
Repsol USA Holdings Corp	EE.UU.	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.428,9	-116,2	-16,8		2.295,9
Repsol Services Company	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	30,7	-3,8	5,0		31,9
Repsol E&P USA, Inc	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.281,3	-131,0	26,2		2.176,5
Repsol Energy North America Corp.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	92,4	-2,7	-55,5		34,3
Repsol Offshore E&P Inc.	EE.UU.	Repsol USA Holdings Corp		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22,7	-13,6	-0,1		9,0
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Repsol Murzuq SA	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,3	0,1			0,4
Repsol Exploración Liberia, BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.		Exploración y producción	I.G.	100,00	100,00		4,0	-0,8		3,2
Repsol Exploración Norge	Noruega	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,1	7,4	-3,2		4,3
Repsol E&P Canada LTD	Canadá	Repsol Exploración SA		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1,3	0,1	-2,1		-0,8
Repsol YPF Perú, BV	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	87,0	71,3	11,3		169,6
Grupo Repsol YPF del Perú, S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,4	0,5	-0,1		0,8
Refinería La Pampilla, S.A.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Refino	I.G.	51,03	51,03	102,0	34,9	34,4		87,4
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Refinería La Pampilla, S.A.		Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	58,2	0,8	9,5		35,0
Repsol YPF Marketing S.A.C.	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Comercialización de combustibles y especialidad	I.G.	100,00	100,00	10,0	2,3	5,8	1,8	9,8
Servicios y Operaciones Perú S.A.C	Perú	Repsol YPF Perú, B.V.		Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,1	0,9		1,0
Repsol International Finance B.V.	Holanda	Repsol YPF, S.A.		Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	247,3	1.238,7	-221,6	0,0	1.264,4
Repsol LNG Port of Spain, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	213,1		44,7		257,9
Atlantic 1 Holdings, LLC	Trinidad y Tobago	Repsol International Finance, B.V.		Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	169,3			-201,3	-6,4
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago (3)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, LLC		Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	169,3	82,2	169,3		84,2
Repsol International Capital, Ltd	Islas Cayman	Repsol International Finance, B.V.		Financiera	I.G.	100,00	100,00	347,1	-299,5	-10,1	0,0	37,5
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0,0	0,0	0,0		0,0
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0,0	-0,7	-7,9		-8,6
Repsol YPF Capital, S.L.	España	Repsol International Finance, B.V.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	463,8	84,7	71,6		620,1
Cavacant, S.A.	Argentina	Repsol YPF Capital, S.L.	Repsol YPF, S.A.	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	0,00	8,1	47,7	12,5		68,3
Gaviota RE S.A.	Luxemburgo	Repsol International Finance, B.V.	Repsol Investeringen, B.V.	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	13,6	48,6	73,1	0,0	73,1
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Gaviota RE		Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	5,0	4,3	1,9	0,0	11,2
Repsol Canada Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	4,0	-1,5	-0,2		2,3
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.		Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	224,3	-47,9	-24,4		152,0
Repsol Occidental Corporation	Estados Unidos	Repsol International Finance, B.V.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	25,00	25,00	0,3	120,0	147,0	-43,0	56,1
Repsol Química, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	60,5	-265,2	-118,7		-323,5
Polidux, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol YPF, S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17,4	-14,1	-1,1		2,3
General Química, S.A.	España	Repsol Química, S.A.	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	3,0	15,9	-7,7		11,3
Cogeneración Gequiza, S.A.	España	General Química, S.A.		Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	1,8	5,7	-1,4	0,0	2,4
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	I.P.	50,01	50,01	16,8	10,1	-7,0		10,0
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.		Producción, comercialización pdtos. químicos	P.E.	49,99	49,99	34,4	15,3	-0,6	0,0	24,5
Dynasol Gestión, S.A.	España	Repsol Química, S.A.		Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	0,1	0,9	0,1		0,5
Dynasol LLC	Estados Unidos	Repsol Química, S.A.		Comercialización de Productos Petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	0,0	0,0	0,0		0,0
Repsol Polimeros LDA	Portugal	Repsol Química, S.A.	Repsol Lusitania, S.L.	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	303,3	12,1	-44,5		270,9
Repsol Electricidade e Calor.ACE	Portugal	Repsol Polimeros LDA		Producción de electricidad	P.E.	66,67	66,67	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Repsol Chemie Deutschland GmbH	Alemania	Repsol Química, S.A.		Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	0,1	0,6	0,9		1,6
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Química, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00		-1,5	-1,6		-3,0
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol YPF, S.A.		Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2,4	18,2	-9,7		10,8
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A.	Repsol Petróleo, S.A./Repsol Exploración, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	30,01	922,0	8.888,0	1.195,0	-324,0	3.205,5
Sagane, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,01	100,00	94,8	24,8	56,2	-51,8	37,2
Europe Maghreb Pipeline, Ltd. (EMPL) (2)	Reino Unido	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,79	72,60	0,1	94,9	140,1	-27,6	45,2
Metragez, S.A. (2)	Marruecos	Sagane, S.A.		Transporte de gas	I.P.	21,70	72,30	3,4	0,8	1,4	0,0	1,2
Gas Natural transporte SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	14,9	44,9	9,0	-7,7	18,3
Gas Natural Exploración, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Investigación y exploración hidrocarburos	I.P.	30,01	100,00	36,0	-6,0	-112,0	0,0	-24,6
Kromschroeder, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financieras y otras actividades	P.E.	12,75	42,50	1,0	12,0	-1,0	0,0	1,5
Gas Natural Castilla y León, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	27,04	90,10	6,3	78,6	23,3	0,0	29,3
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	28,51	95,00	26,8	17,8	7,9	0,0	15,0
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	101,0	1.027,8	328,9	-288,3	350,9
Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,01	100,00	833,2	1.895,3	-0,2	0,0	818,8
Electra de Abusejo, S.L. (2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,01	100,00	0,7	-0,6	0,2	0,0	0,1
Distribuidora eléctrica Navasfrías, S.L.(2)	España	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de energía eléctrica	I.P.	30,01	100,00	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
Gas Natural Rioja, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	26,26	87,50	2,7	8,9	4,7	0,0	4,3
Gas Navarra, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	27,01	90,00	3,6	27,1	8,3	0,0	10,5
Gas Galicia SDG, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	18,61	62,00	32,9	5,5	6,5	0,0	8,4
Gas Aragón, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Distribución de gas	P.E.	10,50	35,00	6,0	57,0	9,0	0,0	7,6
La Propagadora del Gas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Holding Gas Natural, S.A.	Sociedad de Cartera	I.P.	30,01	100,00	0,2	1,3	0,4	0,0	0,6
Gas Natural Informática, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Informática	I.P.	30,01	100,00	19,9	0,8	-1,0	0,0	5,9
Gas Natural Andalucía, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	12,4	41,4	14,8	-10,0	17,6
Compañía Auxiliar de Industrias Varias, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,3	1,5	0,0	0,0	0,5
La Energía, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,01	100,00	10,7	1,6	1,8	0,0	4,2
Sociedad de Tratamiento Homillos, S.L.(2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	28,33	94,40	1,2	1,5	1,1	0,0	1,1
UTE La Energía-GNE (2)	España	La Energía, S.A.	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	Cogeneración	I.P.	30,01	100,00	2,0	0,0	1,0	0,0	0,9

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Tratamiento Integral de Almazán, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	90,00	2,7	-0,2	1,9	0,0	1,2	
Tratamientos Cinca Medio, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Cogeneración	I.P.	24,01	80,00	2,0	0,3	0,7	0,0	
Generación Peninsular, S.L. (2)	España	La Energía, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	3,6	27,6	6,3	0,0	
Gas Natural Comercializadora, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas y electricidad industria	I.P.	30,01	100,00	2,4	30,3	89,6	-83,3	
Oficina cambio suministrador, S.A.	España	Gas Natural Comercializadora, S.A.		Servicios	P.E.	8,70	29,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Servicios SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas, electricidad y gestión	I.P.	30,01	100,00	2,8	17,0	68,1	-56,6	
UTE GNS-Dalkia Energía y Servicios	España	Gas Natural Servicios SDG, S.A.		Gestión Energética	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación y comercialización de electricidad	I.P.	30,01	100,00	3,5	-1,4	31,2	0,0	
Buenergía Gas & Power Ltd (2)	I. Cayman	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	28,51	95,00	0,1	-28,6	-1,3	0,0	
Ecoeléctrica Holdings Ltd.	I. Cayman	Buenergía Gas & Power Ltd		Sociedad de cartera	I.P.	14,26	47,50	63,2	19,2	0,0	-20,4	
Ecoeléctrica Ltd.	I. Cayman	Ecoeléctrica Holdings Ltd.		Sociedad de cartera	I.P.	14,26	47,50	0,6	0,1	0,0	-0,2	
Ecoeléctrica LP Ltd.	Puerto Rico	Ecoeléctrica Holdings Ltd.	Ecoeléctrica Ltd.	Generación de Electricidad	I.P.	14,26	47,50	63,2	32,1	48,9	-12,1	
Gas Natural Corporación Eólica, S.L.(2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Energía, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	5,4	68,2	24,6	0,0	
Corporación Eólica Zaragoza, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	20,41	68,00	2,5	0,4	0,3	0,0	
Montouto 2000, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	14,71	49,00	6,0	3,7	1,9	0,0	
Eólicos Singulares 2005, S.A.	España	Montouto 2000, S.A.		Generación Eólica	I.P.	14,71	49,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	2,7	2,8	2,9	0,0	
Enervent, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	P.E.	7,80	26,00	5,0	5,0	1,0	0,0	
Aplicaciones y Proyectos energéticos, S.A.(2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,1	0,0	0,0	
Los Castrios, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	9,93	33,10	2,2	0,5	0,9	0,0	
Molinos de Valdebezana, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	17,92	59,70	0,1	-0,1	-0,1	0,0	
Sistemas Energéticos La Muela, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	P.E.	6,00	20,00	3,0	4,0	1,0	0,0	
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	P.E.	5,40	18,00	2,0	2,0	2,0	0,0	
Boreas Eólica 2, S.A. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	26,89	89,60	2,6	4,5	1,3	0,0	
Desarrollo de Energías Renovables de Navarra, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	9,9	28,3	12,8	0,0	
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	10,89	36,30	16,5	3,2	5,3	0,0	
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	10,3	7,6	9,1	0,0	
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	9,99	33,30	3,0	1,4	1,9	0,0	
Molinos de Linares, S.A.	España	Molinos de La Rioja, S.A.		Generación Eólica	I.P.	7,50	25,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Wind, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Wind 2, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Wind 3, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Wind 4, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Wind 5, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Wind 6, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Wind Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Energy Canarias, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Energías Eólicas Fuerteventura, S.L. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Energías Eólicas de Lanzarote, S.L. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Alas Capital & GN, S.A. (3)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	12,00	40,00	0,1	0,0	0,0	0,0	
O Novo Aquilón, S.L.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	18,01	60,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Parques Eólicos 2008-2012, S.L.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.		Generación Eólica	I.P.	16,21	54,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Energy way Producao de energia, Ltda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Dawn Energy Producao de energia Ltda. (2)	Portugal	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.		Generación Eólica	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Lantaron Energia S.L. (2)	España	Gas Natural Electricidad SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Desarrollo del Cable, S.A.(2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	21,1	20,6	11,3	0,0	
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.L. (2)	España	Desarrollo del Cable		Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	3,6	8,4	6,7	0,0	
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Panama)	Panamá	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.	Empresa Distribuidora Electricidad Metro Oeste, SA	Telecomunicaciones	I.P.	27,07	90,20	2,0	1,2	1,8	0,0	
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Colombia)	Colombia	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Telecomunicaciones	I.P.	26,34	87,76	0,0	2,1	1,1	1,1	
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Guatemala)	Guatemala	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.		Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	0,4	2,6	1,8	0,0	
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.A. (Nicaragua)	Nicaragua	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.		Telecomunicaciones	I.P.	30,01	100,00	0,2	0,5	0,3	0,0	
Alliance, S.A.	Nicaragua	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, S.		Telecomunicaciones	I.P.	14,98	49,90	0,3	0,1	0,2	0,0	
Gas Natural Cegas S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	29,92	99,70	25,4	68,2	26,4	0,0	
Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Sagane, S.A.	Aprovisionamiento de gas	I.P.	30,01	100,00	0,6	20,1	31,3	0,0	
Gas Natural Finance, BV (2)	Holanda	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,0	2,0	0,5	0,0	
Holding Gas Natural, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	0,3	0,2	0,0	0,0	
Gas Natural de Sao Paulo Sul, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural, SDG, S.A.	Gas Natural Serviços, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	357,6	-140,9	24,8	-13,9	
Gas Natural International, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	25,4	7,5	1,2	0,0	
Natural RE, S.A.(2)	Luxemburgo	Gas Natural International, Ltd.	Holding Gas Natural, S.A.	Seguros	I.P.	30,01	100,00	3,2	13,5	5,4	0,0	
Administración y servicios ECAP, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural SDG, S.A.	Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A de C.V.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Internacional SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	349,5	120,8	27,3	0,0	
Natural Energy, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de gas	I.G.	30,01	100,00	0,2	-0,4	1,7	0,0	
CEG Rio, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	17,89	59,60	34,4	42,7	25,9	-26,1	
Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	16,27	54,20	178,2	150,9	87,1	-66,5	
Gas Natural Commercialisation France, S.A.S. (2)	Francia	Gas Natural Internacional SDG		Comercialización de gas	I.P.	30,01	100,00	0,0	1,2	10,6	0,0	
Gas Natural Puerto Rico, INC (2)	Puerto Rico	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de Cartera	I.P.	30,01	100,00	0,9	-0,4	-0,4	0,0	
Invergas, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	48,9	60,0	0,6	-13,4	
Gas Natural Ban, S.A.(2)	Argentina	Invergas, S.A.	Gas Natural Argentina SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	21,01	70,00	214,7	-138,3	9,8	0,0	
Gas Natural Argentina SDG, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	105,0	-23,6	0,2	0,0	
Gas Natural do Brasil S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural Servicios SDG, S.A.	Generación y comercialización Electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,6	-2,3	-0,3	0,0	
Gas Natural Servicios, S.A. (2)	Brasil	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural do Brasil S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	2,1	3,4	-0,4	0,0	
Gas Natural México, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	26,05	86,80	470,7	-184,7	11,2	0,0	
Comercializadora Metrogas S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de C.V.	Sistemas de Administración y Servicios, S.A. de C.V.	Distribución de gas	I.P.	26,05	86,80	128,1	-77,2	5,1	0,0	
Adm. Servicios Energía México, S.A. de CV (2)	México	Comercializadora Metrogas S.A. de CV		Servicios	I.P.	26,05	86,80	0,0	-0,3	0,0	-0,1	
Energía y Confort Admón. de Personal, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,11	87,00	0,0	0,4	0,3	0,0	
Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural México, S.A. de CV	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,05	86,80	6,1	0,2	0,8	0,0	
Gas Natural Vehicular del Norte A en P (3)	México	Gas Natural Servicios, S.A. de C.V.	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Distribución de gas	I.P.	13,29	44,30	0,7	-0,2	0,0	0,0	
Transnatural, SRL de CV	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,02	43,40	10,4	-23,8	-4,8	-2,4	
CH4 Energía, S.A de CV	México	Gas Natural México, S.A. de CV		Comercialización de gas y transporte	I.P.	13,02	43,40	0,6	2,6	1,1	0,0	
Gas Natural Vendita Italia, S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Comercialización de gas	I.P.	30,01	100,00	2,1	5,9	1,0	0,0	
Gas Natural Distribuzione S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	33,1	146,8	9,2	0,0	
Cetraro Distribuzione Gas, S.R.L. (2)	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.a.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	18,01	60,00	0,2	0,0	0,0	0,0	
Albidona Distribuzione Gas, S.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.a.		Comercialización de gas y transporte	I.P.	18,01	60,00	0,3	0,0	0,0	0,0	
Gas Natural Italia, S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,5	0,0	0,0	
Gas Natural Rigassificazione Italia, S.p.a. (2)	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.		Regasificación de gas	I.P.	30,01	100,00	11,1	0,0	-0,2	0,0	
Sistemas Administración y Servicios, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios	I.P.	26,11	87,00	0,0	0,2	0,0	0,0	
Natural Servicios, S.A. (2)	Argentina	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.		Instalaciones de gas	I.P.	30,01	100,00	2,1	-0,9	0,2	0,0	

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Servicofort Colombia S.A. (2)	Colombia	Gas Natural Internacional, SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2
Gas Natural, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.		Distribución de gas	I.P.	17,74	59,10	10,9	139,4	84,7	0,0	41,7
Gas Natural Cundiboyacense, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	13,75	45,80	1,1	11,1	5,8	0,0	2,5
Gas Natural del Oriente, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	9,66	32,20	9,2	23,5	11,2	-9,4	3,3
Gas Natural Servicios Colombia, Ltda. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP		Distribución de gas	I.P.	17,71	59,00	0,3	1,3	0,5	0,0	0,4
Portal del Instalador, S.A. (2)	España	Gas Natural Informática S.A.	Repsol YPF, S.A.	Servicios	I.P.	25,51	85,00	1,3	0,3	0,3	0,0	0,5
Central Anahuac, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	218,1	-68,8	5,5	0,0	46,5
Controladora del Golfo, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	122,7	-0,5	-33,7	0,0	26,6
Central Lomas del Real, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	22,3	118,0	13,2	0,0	46,1
Central Saltillo, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	141,3	-38,5	7,8	0,0	33,2
Central Vallehermoso, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	28,3	149,4	13,4	0,0	57,4
Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,6	0,2	0,0	0,2
Electricidad Aguila de Altamira, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	152,7	-44,8	1,4	0,0	32,8
Gasoducto del Río, S.A. de CV (2)	México	Gas Natural Intermecional, SDG, S.A.	Controladora del Golfo, S.A. de C.V.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	2,7	7,6	2,6	0,0	3,9
Torre Marenostrum, S.A. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Inmobiliaria	P.E.	13,50	45,00	5,3	14,2	-0,2	0,0	2,6
Central Térmica la Torrecilla, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Cogeneración	I.P.	15,01	50,00	1,2	0,0	0,0	0,0	0,2
Gas Natural Capital Markets, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,2	1,7	0,0	0,6
Gas Natural Comercial SDG, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de electricidad	I.P.	30,01	100,00	4,3	4,9	3,0	0,0	3,7
Petroleum Oil & Gas España, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Exploración hidrocarburos	I.P.	30,01	100,00	3,9	51,2	-5,5	0,0	14,9
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Comercialización de gas, electricidad y gestión	I.P.	30,01	100,00	1,9	-7,6	33,9	-20,2	2,5
GEM Distribución Gas 2, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
GEM Sum. Gas 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	2,0	0,0	0,0	0,0	0,6
GEM Sum. SUR 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de gas	I.P.	30,01	100,00	2,0	0,0	0,0	0,0	0,6
GEM Serv. Comunes 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás doña Juana, S.A. E.S.P.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Tratamiento y aprovechamiento del biogás	I.P.	14,95	49,80	2,1	0,9	-0,1	0,0	0,4
Ensafeca Holding Empresarial, S.L. (3)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Holding	P.E.	5,56	18,52	7,7	2,0	0,4	0,0	0,6
Unión Fenosa Minería, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,01	100,00	10,7	167,1	8,3	0,0	55,8
Lignitos de Meirama, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Minería	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,01	100,00	23,1	11,5	3,5	0,0	11,4
Pizaras Mahide, S.L. (2)	España	Lignitos de Meirama, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Minería	I.P.	30,01	100,00	1,2	-0,2	1,0	0,0	0,6
Unión Fenosa South Africa Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa Minería, B.V.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	51,9	0,7	0,0	15,8
Kangra Coal (Proprietary), Ltd. (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD		Minería	I.P.	21,01	70,01	0,0	59,2	32,5	0,0	19,3
Unión Fenosa Minería B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Minería		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	142,2	0,4	0,0	42,8
Unión Fenosa Comercial, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Comercialización de electricidad	I.P.	30,01	100,00	10,4	31,6	69,3	0,0	33,4
Unión Fenosa Distribución, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	360,6	464,2	209,3	-202,8	249,5
Electra del Jallas, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	29,99	99,92	0,2	36,1	4,0	0,0	12,1
Hidroeléctrica Nuestra Señora de la Soledad de Tendilla y La Eléctrica Conquense, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A.	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Energía	I.P.	13,93	46,41	3,1	2,2	0,8	0,0	0,9
Unión Fenosa Internacional, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Distribución, S.A.		Energía	I.P.	13,49	44,94	15,7	47,1	7,1	0,0	9,4
Unión Fenosa Generación México, S.A. de C.V. (2)	México	Gas Natural SDG, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Sociedad de cartera	I.P.	30,01	100,00	174,3	85,6	371,7	0,0	189,5
Unión Fenosa México, B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,1	-1,0	0,2	0,0	-0,2
Unión Fenosa Operación México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	128,2	129,8	0,8	-0,9	77,4
Zemer Energía, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.	La Propagadora del Gas, S.A.	Serv. Profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,4	0,1	0,0	0,2
Unión Fenosa México, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, B.V.		Generación de Electricidad	I.P.	15,01	50,00	0,0	-0,5	-0,1	0,0	-0,1
Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	296,8	-45,2	-11,7	0,0	72,0
Fuerza y Energía de Naco Nogales, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	49,2	-8,6	3,3	0,0	13,2
Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	131,1	-51,0	-5,2	0,0	22,5
Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	156,3	-32,4	27,7	0,0	45,5
Fuerza y Energía BIH Hioxo, S.A. DE C.V. (2)	México	Unión Fenosa México, SA de CV	La Propagadora del Gas, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	53,7	-0,7	-0,7	0,0	13,7
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Unión Fenosa Distribución Colombia B.V.	Generación de Electricidad	I.P.	24,40	81,32	11,0	-9,3	-0,8	0,0	0,3
Energía Social de la Costa, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Comercialización de electricidad	I.P.	24,40	81,32	0,8	0,0	-2,2	0,0	13,1
Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, SA Colombia	Comercialización de electricidad	I.P.	24,40	81,32	0,1	0,0	1,4	0,0	0,4
Electricaribe Mipymes de Energía, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Distribución de electricidad	I.P.	24,40	81,32	0,6	1,1	-15,5	0,0	-3,4
Electrocosta Mipymes de Energía, S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Electrificadora del Caribe, S.A., E.S.P.	Energía Empresarial de la Costa, S.A., E.S.P.	Distribución de electricidad	I.P.	24,41	81,33	0,0	-2,5	0,0	0,0	-0,6
Almar Csx, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1
Unión Fenosa Generadora Torito, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	19,51	65,00	0,0	3,1	0,0	0,0	0,6
Unión Fenosa Generadora La Joya, S.A. (2)	Costa Rica	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	19,51	65,00	26,2	-7,7	4,8	0,0	4,5
Empresa Distribuidora de Electricidad Chiriquí, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,31	51,00	17,6	-2,6	8,0	0,0	3,5
Empresa Distribuidora de Electricidad Metro Oeste, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,31	51,00	71,4	-7,8	18,3	0,0	12,5
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	15,31	51,00	9,0	1,2	4,8	0,0	2,3
Unión Fenosa Generación Panamá, S.A. (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,26	90,83	8,2	0,3	10,8	0,0	5,3
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	27,86	92,84	14,4	-3,2	7,7	0,0	5,3
Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A.	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Comercialización de electricidad	I.P.	30,00	99,96	0,0	1,0	0,2	0,0	0,4
Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	2,4	0,4	0,1	0,0	0,9
Generación Limpia Guatemala, S.A. (2)	Guatemala	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	30,01	100,00	5,6	-0,4	0,2	0,0	1,6
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	26,50	88,30	73,9	-50,7	7,6	0,0	8,2
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Distribución de electricidad	I.P.	26,93	89,75	60,1	-56,8	2,4	0,0	1,5
Red Unión Fenosa, S.A. (2)	Moldova	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Distribución de electricidad	I.P.	28,19	93,93	7,1	90,3	15,6	0,0	31,8
Unión Fenosa Distribución Colombia B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	131,2	108,8	0,0	72,0
Caribe Capital B.V. (2)	Países Bajos	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	251,9	8,0	-7,8	75,7
Generadora Palamara La Vega, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Caribe Capital B.V.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Generación de Electricidad	I.P.	30,01	100,00	4,1	63,8	10,0	0,0	23,4
Inversiones Hermill, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Generadora Palamara La Vega, S.A.	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Inmobiliaria	I.P.	30,01	100,00	1,4	-0,4	0,0	0,0	0,3
First Independent Power (Kenya), Ltd. (2)	Kenya	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	26,89	89,59	3,9	6,7	0,0	0,0	2,8
Iberférica Power Ltd. (2)	Kenya	First Independent Power Kenya, Ltd.		Generación de Electricidad	I.P.	21,51	71,66	15,7	2,1	0,4	0,0	3,9
Distribuidora Eléctrica de Caribe, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Unión Fenosa Internacional, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	109,7	-24,8	13,0	-12,6	25,6
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio, S.L.	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Holding	I.P.	30,01	100,00	31,8	-12,0	14,1	0,0	10,2
Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	1,0	33,2	5,3	0,0	11,8
Socoin México, S.A. de C.V. (2)	México	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	-3,0	0,5	0,0	-0,7
Socoziona, S.A. (Bolivia) (2)	Bolivia	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.A.	La Propagadora del Gas, S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Socoinve, C.A. (2)	Venezuela	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1
Socoziona Technical Services, Llc. (2)	Egipto	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.A.	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Socoin, S.A. (Panamá) (2)	Panamá	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,2	0,2	0,0	0,1
Socoin, S.A. (Guatemala) (2)	Guatemala	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.A.	Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, SA Guatemala	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,1	0			

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros				
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)
Operación y Mantenimiento Energy Dominicana, S.A. (2)	Rep. Dominicana	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Gas Natural SDG, S.A.	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	4,3	0,4	0,0	1,4
Operación y Mantenimiento Energy Costa Rica, S.A. (2)	Costa Rica	Operación y Mantenimiento Energy S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Operación y Mantenimiento Energy Madagascar, S.A.R.L.U	Madagascar	Operación y Mantenimiento Energy S.A.		Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Saudi Soluziona Company for Maintenance and operation, L	Arabia Saudí	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Socoin Ingeniería y Construcción Industrial, S.L.U	Servicios profesionales	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1
Compañía Española de Industrias Electroquímicas, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Servicios	I.P.	29,56	98,48	3,2	7,7	0,1	0,0	3,3
Cedifil Cored Wire, S.L. (2)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas	La Propaganda del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	29,56	98,48	4,3	0,0	0,0	0,0	1,3
General de Edificios y Solares, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propaganda del Gas, S.A.	Inmobiliaria	I.P.	30,01	100,00	33,7	71,4	-17,1	0,0	26,4
Hotel de Naturaleza Tambre, S.L. (2)	España	General de Edificios y Solares, S.L.	La Propaganda del Gas, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,0	-0,3	0,0	0,0	-0,1
Arte Contemporáneo y Energía, A.I.E. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	Servicios	I.P.	30,01	100,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Clover Financial and Treasury Services, Ltd. (2)	Irlanda	Gas Natural SDG, S.A.	La Propaganda del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,1	542,4	40,4	-35,7	164,2
Union Fenosa Preferentes, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,1	726,8	21,2	-16,9	219,4
Ufalex UK Holdings, Ltd. (2)	Reino Unido	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	22,9	-18,8	0,1	0,0	1,2
Unión Fenosa Financial Services Usa, Llc. (2)	Estados Unidos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1
Unión Fenosa Financiación, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	La Propaganda del Gas, S.A.	Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,5	5,9	31,4	0,0	11,3
Unión Fenosa Finance, B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Financiera	I.P.	30,01	100,00	0,3	1,6	0,8	-0,2	0,7
Limeisa International Coal B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	-0,2	76,8	-76,6	0,0
Unión Fenosa International B.V. (2)	Países Bajos	Gas Natural SDG, S.A.		Holding	I.P.	30,01	100,00	0,0	12,3	-1,0	0,0	3,4
Unión Fenosa Chile Limitada (2)	Chile	Unión Fenosa International B.V.	La Propaganda del Gas, S.A.	Holding	I.P.	30,01	100,00	3,6	0,4	-0,1	0,0	1,2
Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile) (2)	Chile	Unión Fenosa Chile Limitada	La Propaganda del Gas, S.A.	Holding	I.P.	30,01	100,00	3,6	0,4	0,0	0,0	1,2
Unión Fenosa Energías Renovables Chile, S.A. (2)	Chile	Unión Fenosa Renovables Limitada (Chile)		Distribución de electricidad	I.P.	24,01	80,00	1,0	0,8	-0,4	0,0	0,3
Union Fenosa Wind Australia Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa International B.V.		Holding	I.P.	26,19	87,25	8,2	0,1	-0,7	0,0	2,0
Hawkesdale development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia PTY, LTD		Energía	I.P.	26,19	87,25	1,0	0,1	0,0	0,0	0,3
Ryan Corner development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia PTY, LTD		Energía	I.P.	26,19	87,25	1,8	0,2	0,0	0,0	0,5
Crookwell development Pty, Ltd. (2)	Australia	Unión Fenosa Wind Australia PTY, LTD		Energía	I.P.	26,19	87,25	2,3	0,2	0,0	0,0	0,7
Unión Fenosa Gas, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Gas	I.P.	15,01	50,00	32,8	463,9	210,0	-128,9	86,7
Gas Directo, S.A.	España	UF Gas		Gas	I.P.	9,00	30,00	6,7	0,0	0,3	0,0	0,6
Gasifica, S.A.	España	UF Gas	Gas Natural SDG, S.A.	Gas	I.P.	16,51	55,00	2,0	8,0	0,0	0,0	1,6
Regasificadora del Noroeste, S.A. (3)	España	Gasifica SA		Gas	P.E.	3,48	11,60	55,0	9,0	89,0	-2,0	5,3
Nueva Electricidad del Gas, S.A.U.	España	UF Gas		Gas	I.P.	15,01	50,00	9,0	-3,0	-1,0	0,0	0,8
Spanish Egiptian Gas Company, S.A.E.	Egipto	UF Gas	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Gas	I.P.	12,00	40,00	348,7	-105,7	34,7	0,0	33,3
Segas Services, S.A.E.	Egipto	Spanish Egiptian Gas Company SAE	Operación y Mantenimiento Energy S.A.	Gas	I.P.	12,21	40,70	0,7	0,1	0,1	0,0	0,1
Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.	España	UF Gas	La Propaganda del Gas, S.A.	Gas	I.P.	15,01	50,00	2,3	16,1	11,2	0,0	4,4
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.	España	UF Gas		Gas	I.P.	15,01	50,00	0,1	0,1	-0,1	0,0	0,0
Infraestructura de Gas, S.A.	España	UF Gas		Gas	I.P.	12,75	42,50	0,3	6,7	0,1	0,0	0,9
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	España	Infraestruc de Gas SA		Gas	I.P.	6,40	21,30	1,5	15,6	16,1	0,0	2,1
Qalhat LNG, S.A.O.C. (3)	Omán	UF Gas		Gas	P.E.	1,10	3,68	48,0	3,0	9,0	0,0	0,7
Unión Fenosa Gas Infraestructures BV	Holanda	UF Gas		Gas	I.P.	15,01	50,00	0,0	5,4	-0,1	0,0	0,8
Palawan Sulu Sea Gas, Inc.	Filipinas	Unión Fenosa Gas Infraestructures BV		Gas	I.P.	15,01	50,00	0,1	5,3	-0,2	0,0	0,8
Nueva Generadora del Sur, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	15,01	50,00	96,0	39,1	15,8	0,0	22,6
Sociedad Gallega do Medio Ambiente, S.A. (3)	España	Generación Peninsular, S.L.		Gestión RSU	P.E.	14,71	49,00	32,0	8,8	0,0	0,0	6,0
Toledo PV A.E.I.E	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	10,00	33,33	0,0	0,3	0,3	0,0	0,1
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo, A.I.E	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	5,80	19,33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barras Eléctricas Generación, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	13,50	44,99	1,4	1,7	0,2	0,0	0,4
Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.		Energía	I.P.	15,01	50,00	32,5	98,5	29,5	0,0	24,1
Áridos Energías Especiales, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,16	20,53	0,6	-0,3	0,3	0,0	0,0
Azucarera Energías, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,6	3,8	-1,7	0,0	0,2
Boiro Energía, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,6	2,4	-2,4	0,0	0,3
Barbao, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,3	0,3	0,3	0,0	0,1
Parque Eólico Belmonte, S.A.	España	Barbao S.A.		Energía	I.P.	7,53	25,08	0,1	3,4	0,0	0,0	0,3
Cogeneración del Noroeste, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	3,6	2,6	3,3	0,0	0,6
Depuración, destilación y reciclaje, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,6	0,5	0,9	0,0	0,1
Energías Ambientales, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	16,0	2,4	0,1	0,0	0,9
Energías Ambientales de Novo, S.A.	España	Energías Ambientales SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	2,0	0,4	1,0	0,0	0,2
Energías Ambientales de Somozas, S.A.	España	Energías Ambientales SA		Energía	I.P.	6,79	-22,63	1,3	0,2	2,0	-0,3	0,2
Energías Ambientales de Vinanzo, S.A.	España	Energías Ambientales SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	5,2	2,0	0,5	0,0	0,4
Societat Eòlica de l'Enderrocada, S.A.	España	Energías Ambientales SA		Energía	I.P.	4,00	13,33	5,7	0,8	0,9	0,0	0,3
Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,35	41,16	0,2	-0,9	-0,9	0,0	-0,2
Energías Especiales Alto Ulla, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	9,3	-2,0	0,8	0,0	1,2
Energías Especiales Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,00	40,00	0,6	-0,4	0,0	0,0	0,0
Andaluz de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,12	30,40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andaluz de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,00	30,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andaluz de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,12	30,40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andaluz de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL		Energía	I.P.	9,00	30,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales de Careón, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	11,55	38,50	0,3	0,1	0,7	0,0	0,1
Energías Especiales de Extremadura, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	11,75	39,17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	1,6	1,0	0,9	0,0	0,3
Energías Especiales Noroeste, S.A.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	6,8	-0,1	5,4	0,0	1,8
Energías Especiales Montes Castellanos, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	6,7	-1,8	0,2	0,0	0,8
Energías Especiales Peña Armada, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,00	40,00	1,0	0,2	1,0	0,0	0,3
Energías Renovables Montes de San Sebastián, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	2,5	-0,6	0,4	0,0	0,3
Eólica del Cordal de Montouto, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1
Eufer Renovables Ibéricas 2004, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	15,7	-1,1	3,2	0,0	2,7
Parque Eólico Cabo Vilano, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	6,6	-1,7	0,2	0,0	0,8
Parque Eólico de San Andrés, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,30	41,00	0,6	2,0	1,7	0,0	0,5
Parque Eólico de Capelada, A.I.E.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	5,9	-1,7	3,3	0,0	0,6
Parque Eólico Malpica, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	5,31	17,71	1,0	0,3	0,4	0,0	0,1
Parques Eólicos Montes de las Navas, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	3,00	10,00	6,5	0,8	2,7	0,0	0,3
Parque Eólico Sierra del Merengue, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parque Eólico Padul, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	2,4	0,0	0,0	0,0	0,4
Parque Eólico Espina, S.L.U.	España	Parque Eólico Padul, S.L.		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prus Energética, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	7,50	25,00	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
Proyectos Universitarios Energías Renovables, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	5,00	16,67	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Sistemas Energéticos Mañon Ortigueira, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	14,41	48,00	2,0	2,1	0,4	0,0	0,7
Sociedad Gallega de Cogeneración, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	1,8	0,8	1,9	0,0	0,3
Ufefs, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	6,00	20,00	0,3	1,1	-1,0	0,0	0,0
Eólica Gallica Asturiana, S.A.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

ANEXO I: Principales sociedades participadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Otras Sociedades participantes (1)	Actividad	Método de consolidación (4)	% Participación Total		Cifra en Millones de Euros					
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Capital	Reservas	Resultados 2009	Dividendo a cuenta	Patrimonio poseído (5)	
Energía Termosolar de los Monegros, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	12,00	40,00	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales Valencianas, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parque Eólico de Corullón, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Punta de lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eufer Energías Especiais de Portugal, Unipessoal Lda.	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eufer Caetano Energías Renovaveis, Lda.	Portugal	Eufer Energías Especiais de Portugal, Unipessoal L.		Energía	I.P.	7,65	25,50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales de Padul, S.L.U.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales Santa Bárbara, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales de Gata, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energías Especiales Montes de Andalucía, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	I.P.	15,01	50,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Enerfasa, S.A. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	6,75	22,50	0,0	-1,3	8,0	0,0	0,0	0,4
Energías de Villarubia, S.L. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	3,00	10,00	1,0	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Sotavento Galicia, S.A. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	2,70	9,00	0,6	3,0	1,1	0,0	0,0	0,1
Tirnadrid, S.A. (3)	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA		Energía	P.E.	2,80	9,32	16,8	5,9	8,8	0,0	0,0	0,0
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Repsol YPF Capital/ CAVEANT/R.Exploración	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	84,04	3.777,1	-195,1	497,8	0,0	3.428,7	
YPF International, S.A.	Bolivia	YPF, S.A.	Repsol YPF Bolivia/Repsol YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	114,6	-77,2	7,9	0,0	38,1	
YPF Ecuador Inc.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	0,7	-0,7	0,0	0,0	0,0	
YPF Guyana, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	0,0	-6,5	5,5	0,0	-0,8	
YPF Holdings Inc.	EE.UU.	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	562,6	-509,4	-54,7	0,0	-1,3	
CLH Holdings	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Financiera	I.G.	84,04	100,00	180,6	-185,5	0,3	0,0	-3,8	
Tierra Solutions Inc.	EE.UU.	CLH Holdings		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	181,3	-186,1	0,3	0,0	-3,8	
Maxus Energy Corporation	EE.UU.	YPF Holdings Inc.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	416,8	-492,1	-55,0	0,0	-109,5	
Maxus US Exploration Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	84,04	100,00	1,3	-121,3	-53,2	0,0	-145,5	
Maxus International Energy Co.	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	22,5	-27,3	0,0	0,0	-4,0	
Gateway Coal Company	EE.UU.	Maxus Energy Corporation		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	-7,9	-0,2	-0,2	0,0	-6,9	
Compañía Mega	Argentina	YPF, S.A.		Fraccionadora de gas	I.P.	31,94	38,00	140,8	7,1	42,0	0,0	60,6	
Operadora de Estaciones de Servicio, S.A. OPESSA	Argentina	YPF, S.A.	Repsol YPF Gas, S.A.	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	84,04	99,85	27,5	-4,6	24,0	0,0	39,4	
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Astra Evangelista, S.A.	Sociedad de cartera	I.G.	84,04	100,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas Argentino, S.A. (GASA)	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	38,10	45,33	56,9	-96,3	-17,4	0,0	-21,6	
Metrogas, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A. (GASA)		Distribución de gas	P.E.	26,67	70,00	104,5	-63,6	-8,2	0,0	8,7	
Oiltanking Ebytem, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Transporte y almacenaje de hidrocarburos	P.E.	25,21	30,00	8,1	-4,4	7,6	0,0	2,8	
A&C Pipeline Holding	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	30,25	36,00	-	-	-	-	-	
Oleoducto Transandino Argentino, S.A. (3)	Argentina	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	30,25	100,00	-	-	-	-	-	
Oleoducto Trasandino Chile, S.A. (3)	Chile	A&C Pipeline Holding		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	30,25	100,00	-	-	-	-	-	
Oleoducto Transandino Argentina Accs preferidas	Argentina	YPF, S.A.		Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	30,25	36,00	31,2	-21,8	-1,2	0,0	2,5	
Oleoducto Transandino Chile Acciones preferidas	Chile	YPF, S.A.	Repsol YPF Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	33,13	36,00	0,0	12,8	0,1	0,0	4,3	
Gasoducto del Pacifico Caiman	Islas Cayman	YPF, S.A.		Financiera	P.E.	8,40	10,00	-	-	-	-	-	
Gasoducto del Pacifico Chile (Ordinarias)	Chile	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	7,35	87,50	-	-	-	-	-	
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Ordinarias)	Argentina	Gasoducto del Pacifico Caiman		Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	7,35	87,50	-	-	-	-	-	
Gasoducto del Pacifico Argentina, S.A.(Preferidas)	Argentina	Gasoducto del Pacifico (Cayman) S.A.	YPF, S.A.	Construcción y explotación de gasoducto	P.E.	8,40	10,00	28,6	-18,4	2,1	0,0	1,0	
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Fabricación y venta de productos de gas	I.P.	42,02	50,00	247,1	-82,0	60,0	0,0	94,6	
Refinerías del Norte, S.A. (REFINOR)	Argentina	YPF, S.A.		Refino y comercial. de pto. petrolíferos	I.P.	42,02	50,00	70,0	-33,6	20,6	0,0	52,2	
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	27,86	33,15	10,0	12,0	8,8	0,0	8,6	
Oleoductos del Valle, S.A. (OLDELVAL)	Argentina	YPF, S.A.		Logística de productos derivados del petróleo	P.E.	31,09	37,00	76,4	-41,8	2,1	0,0	11,4	
Poligas Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Envasado, transporte y comercialización de GLP	I.G.	42,43	50,49	-	-	-	-	-	
Astra Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	OPESSA	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	47,3	-21,3	0,2	0,0	22,0	
AESA Construcciones y Servicios	Brasil	Astra Evangelista, S.A.	YPF, S.A.	Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	1,6	-1,7	10,0	0,0	8,4	
A- Evangelista, S.A. Sucursal	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Ingeniería y construcción	I.G.	84,04	100,00	6,6	-6,6	0,1	0,0	0,1	
Adicor, S.A.	Uruguay	Astra Evangelista, S.A.		Otras actividades	I.G.	84,04	100,00	-	-	-	-	-	
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	Astra Evangelista, S.A.		Distribución de gas natural	P.E.	14,00	16,66	-	-	-	-	-	
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Sociedad de cartera	P.E.	36,02	42,86	65,3	-90,7	-0,4	0,0	-9,3	
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	YPF, S.A.	Generación y comercialización de energía eléctrica	P.E.	33,55	79,83	109,2	-154,8	-4,8	0,0	-16,9	
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	37,82	45,00	17,6	51,5	7,7	0,0	29,1	
Repsol YPF Chile, S.A.	Chile	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Admón. de inversiones de YPF en Chile	I.G.	100,00	100,00	0,0	13,1	2,0	0,0	15,1	
Repsol YPF Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF, S.A.	R. Ex.plorac./Rex. Perú/Rex. Colombia/ R.YPF E&P Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	697,6	-114,0	27,5	0,0	611,1	
YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	188,1	319,3	71,7	0,0	283,3	
Transiera S.A.	Bolivia	YPFB Andina, S.A. (Empresa Petrolera Andina, S.A.)		Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	55,5	29,6	7,2	0,0	20,1	
Maxus Bolivia Inc.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.		Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	92,3	125,8	5,5	0,0	223,6	
Repsol YPF E&P de Bolivia, S.A.	Bolivia	Maxus Bolivia Inc.	R. YPF Bolivia, S.A. / Rex. Perú, S.A. / Rex. Colombia, S.A.	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	105,4	113,4	5,5	0,0	224,4	
AESA Construcciones y Servicios Bolivia	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	R. YPF E&P de Bolivia, S.A. / Astra Evangelista	Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0,0	1,7	-0,2	0,0	1,5	
Repsol Brasil, S.A.	Brasil	Repsol YPF, S.A.	OPESSA	Explotación y comercial. de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.317,4	-529,7	99,5	0,0	887,3	
Transportadora Sul Brasileira do Gas, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	30,9	-32,0	1,1	0,0	0,0	
Alberto Pasqualini REFAF, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.		Refino y comercialización Ptos. petrolíferos	I.P.	30,00	30,00	358,8	-195,2	379,9	0,0	163,0	
Repsol YPF Importadora de Productos, Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Repsol Gas Brasil, S.A.	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0,4	-0,1	-0,1	0,0	0,4	
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	49,96	50,00	3,5	9,0	-1,3	0,0	5,6	
Repsol Biocombustibles Tarragona	España	Repsol Petróleo, S.A.		Distribución de gas	I.P.	99,97	100,00	0,5	0,5	0,5	0,0	0,5	
Repsol Biocombustibles Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.		Fabricación, distribución y venta de todo tipo de	I.G.	100,00	100,00	0,5	0,5	0,5	0,0	0,5	
Servibar	España	RCPP		Arrendamiento de inmovilizado	I.G.	96,65	100	0,1	0,4	0,4	0,0	0,5	

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

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

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

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E. Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO Ib - PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.09			01.01.09		
					Método de Consolidación (4)	% Participación Total		Método de Consolidación (4)	% Participación Total	
						de Participación	Control (5)		de Participación	Control (5)
Natural Gaz, S.A.	Marruecos	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	feb-09	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Repsol Canada LNG Ltd.	Canadá	Repsol International Finance, B.V.	Baja por fusión con Repsol Energy Canada Ltd	oct-09	-	-	-	LG	100,00	100,00
Repsol YPF Comercial del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Aumento de la participación	jun-09	I.G.	99,85	99,85	LG	99,78	99,78
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento de la participación	feb-09	P.E.	29,00	30,00	P.E.	22,45	22,50
Servibarna, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Adquisición	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Amodaimi Oil company Ltd.	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A	Adquisición	mar-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploration Norge.	Noruega	Repsol Exploración, S.A	Constitución	sep-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol EAP Canada Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A	Constitución	nov-09	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Liberia, BV.	Holanda	Repsol Exploración, S.A	Constitución	dic-09	I.G.	100,00	100,00			
Arkiss Oil Operation AG. (6)	Libia	Repsol Exploración Marzag, S.A.	Cambio en el método de consolidación	dic-09	P.E.	100,00	100,00	LG	100,00	100,00
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol YPF, S.A	Disminución de la participación	sep-09	I.P.	30,01	30,01	LP	30,85	30,85
ACES Hospital Trías i Pujol, A.I.E.	España	La Energía	Liquidación	ene-09				LP	15,42	50,00
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Distribución Gas 1, S.A. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	abr-09	I.P.	30,01	100,00			
Edificios singulares DMR, S.A.	España	Montoro 2000, S.A.	Adquisición	abr-09	I.P.	0,15	49,00			
UNION FENOSA (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	abr-09	I.P.	28,57	95,20			
Punta de Lens Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Adquisición	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Adquisición	may-09	I.P.	15,01	50,00			
Andaluz de Energía Solar Primera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluz de Energía Solar Tercera, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Andaluz de Energía Solar Cuarta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,12	30,40			
Andaluz de Energía Solar Quinta, S.L.	España	Energías Especiales Andalucía SL	Adquisición	may-09	I.P.	9,00	30,00			
Energías Especiales de Andalucía, SL	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Enajenación	may-09	I.P.	12,00	40,00			
GN Wind 6, S.L. (2)	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Enajenación	may-09	I.P.	18,01	60,00	LP	30,85	100,00
Distribuidora de Electricidad Norte, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	jun-09	I.P.	28,32	87,70			
Distribuidora de Electricidad Sur, S.A. (2)	Nicaragua	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	jun-09	I.P.	26,71	89,00			
Cedifil Coreed Wired, S.L. (2)	España	Compañía Española de Industrias Electroquímicas SA	Constitución	jun-09	I.P.	29,56	98,48			
Gas Energía Suministro Sur, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jun-09						
Gas Energía Suministro, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jun-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jun-09						
Unión Fenosa Centro de Tesorería, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Liquidación	jun-09						
Energías Especiales de Portugal, U.Ltda.	Portugal	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Constitución	jun-09	I.P.	15,01	50,00			
Empresa de Energía del Pacífico, S.A. (2)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	jul-09	I.P.	19,21	64,00			
Compañía de Electricidad de Talua, S.A. (2)	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	jul-09						
Indra Sistemas, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	jul-09						
GEM Suministro SUR 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Suministro GAS 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
GEM Servicios Comunes 2, S.L. (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	jul-09	I.P.	30,01	100,00			
Kangra Coal, SA (2)	Sudáfrica	Unión Fenosa South Africa Coal (PTY), LTD	Adquisición	jul-09	I.P.	21,01	70,01			
Albionda Distribución Gas SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Constitución	jul-09	I.P.	18,01	60,00			
Planificación e Inversión Estratégica, S.A	España	Gas Natural SDG, S.A.	Disolución	jul-09						
UNION FENOSA (2)	España	Gas Natural SDG, S.A.	Adquisición	sep-09	I.P.	1,44	4,80			
Energías Especiales de Padul, S.L.U	España	Enel Unión Fenosa Renovables SA	Constitución	sep-09	I.P.	15,01	50,00			
Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	oct-09	I.P.	26,50	88,30			
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (2)	España	Unión Fenosa Internacional, S.A.	Adquisición	oct-09	I.P.	26,93	89,75			
Unión Fenosa Colombia, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	nov-09						
Compañía de Electricidad de Talua, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Empresa de Energía del Pacífico, S.A.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Energía Suministro Sur, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Energía Suministro, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Energía Servicios Comunes, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09						
Gas Natural Cantabria, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09				LP	27,89	90,40
Gas Natural Murcia, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-09				LP	30,82	99,90
Unión Fenosa Emisiones, S.A.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Liquidación	dic-09						
Unión Fenosa Univer, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Liquidación	dic-09						
Gasdoti Azienda Siciliana, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	27,76	90,00
Aragas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione S.p.A.	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	27,76	90,00
Normanna Gas, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	27,76	90,00
Mededgas SPA	Italia	G. N. Internazionale	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	ene-09				LP	30,85	100,00
Gas Natural La Coruña, S.A.	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural Galicia SDG, S.A	abr-09				LP	17,40	56,40
Gases de Baracaldermeja, S.A.	España	Gas Natural del Oriente	Baja por fusión con Gas Natural del Oriente, S.A ISP	jul-09				LP	9,93	32,20
Unión Fenosa S.A.	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural SDG, S.A	may-09				LP		
Unión Fenosa Generación S.A	España	Gas Galicia SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural SDG, S.A	may-09				LP		
Boreas Eólica, S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural SDG, S.A	nov-09				LP	30,69	99,50
Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	España	Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	Baja por fusión con Gas Natural Corporación Eólica, S.L.	nov-09				LP	30,85	100,00
Mevogas SRL	Italia	Italmecc S.R.L.	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	nov-09				LP	30,85	100,00
Congas Servizi Consorzio Gas Acqua Servizi, SPA	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	nov-09				LP	27,76	90,00
Italmecc SRL	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				LP	30,85	100,00
Pina Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				LP	30,85	100,00
Calgas S.C.A.R.L.	Italia	Gas Natural Distribuzione Italia, SPA	Baja por fusión con Gas Natural Distribuzione, SPA	dic-09				LP	30,85	100,00
Unión Fenosa Metz, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural Comercial, S.L.	dic-09				LP		
Gas Natural Soluciones, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja por fusión con Gas Natural Servicios, S.L.	dic-09				LP	30,85	100,00

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

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

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

(4) Método de consolidación:

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

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(6) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas líneas.

ANEXO Ib - PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.08			01.01.08		
					Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total		Método de Consolidación <sup>(4)</sup>	% Participación Total	
						Patrimonial	Control (5)		Patrimonial	Control (5)
YPF, S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución de la participación	feb-08	I.G.	84,04	84,04	I.G.	99,04	99,04
Empresa Petrolera Andina, S.A.	Bolivia	Repsol YPF Bolivia, S.A.	Disminución de la participación	may-08	I.P.	48,92	48,92	I.G.	50,00	50,00
Oil Enterprise, Ltd. (SPE)	Islas Cayman	YPF, S.A.	Liquidación	may-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol YPF Distribuidora, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Refinaria de Petróleos Manguinhos, S.A.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	31,13
Manguinhos Distribuidora, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Manguinhos Química, S.A.	Brasil	Refinaria Petróleos Manguinhos, S.A.	Enajenación	oct-08	-	-	-	I.P.	31,13	100,00
Operadora de Postos de Servicios Ltda.	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Enajenación	may-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
YPF Malaysia, Ltd.	Islas Cayman	YPF International, S.A.	Liquidación	sep-08	-	-	-	I.G.	99,04	100,00
Repsol Bronderslev A/S	Dinamarca	Repsol Química, S.A.	Enajenación	feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Polívar, SPA	Italia	Repsol Bronderslev, A/S	Enajenación	feb-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Inco AG	Suiza	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Liquidación	may-08	-	-	-	P.E.	40,00	40,00
Repsol YPF Comercial del Ecuador, S.A.	Ecuador	Repsol YPF, S.A.	Enajenación	sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Combustibles Industriales Oil Trader, S.A.	Ecuador	Repsol YPF Comercial Ecuador, S.A.	Enajenación	sep-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol YPF Gas de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol YPF GLP de Bolivia S.A.	Enajenación	nov-08	-	-	-	I.G.	51,00	51,00
Servicios Logísticos de Combustibles de A'	España	Terminales Canarias, S.L.	Baja por fusión con Servicios Combustibles de Aviación, SL	nov-08	-	-	-	I.P.	48,33	100,00
Repsol YPF Productos y Servicios Petrolife Euroboxes, S.A.	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Baja por fusión con Servicios Combustibles de Aviación, SL	nov-08	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Advanced Services LTD	Suiza	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	dic-08	-	-	-	P.E.	100,00	100,00
Servicios Logísticos Combustibles de Avia	España	Repsol YPF Lubricantes y Especialidades, S.A.	Constitución	jul-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biocarburantes Tarragona	España	Repsol Petróleo, S.A.	Constitución	nov-08	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Biocarburantes Cartagena	España	Repsol Petróleo, S.A.	Constitución	dic-08	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Biogas Doña Juana S.A. E.S.P.	Colombia	Gas Natural SDG, S.A.	Constitución	feb-08	I.P.	15,36	49,80	-	-	-
Administración y Servicios ECAP, S.A. de Cetraro Distribuzione Gas S.r.l.	Mexico	Gas Natural Internacional, Ltd.	Constitución	mar-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
O Novo Aquilón, S.L.	Italia	Italmeco S.R.L.	Constitución	abr-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
Parques Eólicos 2008-2012, S.L	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	jun-08	I.P.	18,51	60,00	-	-	-
Oficina de cambios de suministrador S.A.	España	Desarrollo de Energías Renovables, S.A.	Adquisición	jun-08	I.P.	16,66	54,00	-	-	-
Dawn Energy	Portugal	Gas Natural Comercializadora, S.A. <sup>(2)</sup>	Adquisición	jun-08	P.E.	6,17	20,00	-	-	-
Pitta Construzioni S.p.A.	Italia	Gas Natural Electricidad, SDG	Adquisición	jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural Servicios, Ltd.	Italia	Gas Natural Internacional SDG, S.A.	Adquisición	jul-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Gas Natural West Africa, S.L. (2)	Colombia	Gas Natural, S.A. ESP	Constitución	jun-08	I.P.	30,85	100,00	-	-	-
Sociedad de Tratamiento La Andaya, S.L.	España	Gas Natural Exploración, S. L.	Aumento de la participación	feb-08	I.P.	72,34	100,00	I.P.	30,85	100,00
Sociedad de Tratamiento Hornillos, S.L. <sup>(2)</sup>	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	18,50	60,00	I.P.	13,88	45,00
Portal del Instalador, S.A. <sup>(2)</sup>	España	La Energía, S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	29,00	94,00	I.P.	24,68	80,00
Alberto Pasqualini REFAP, S.A. <sup>(6)</sup>	España	Gas Natural Informática S.A.	Aumento de la participación	jul-08	I.P.	26,22	85,00	I.P.	33,14	75,00
West Siberian Resources LTD <sup>(6)</sup>	Brasil	Repsol YPF Brasil, S.A.	Reclasificación a activo no corriente mantenido para la venta	jun-08	-	-	-	I.P.	30,00	30,00
	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Reclasificación a activo financiero disponible para la venta	abr-08	-	-	-	P.E.	10,00	10,00

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

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

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

(4) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(6) Las variaciones en los epígrafes de balance generadas por esta variación se exponen en las líneas "Reclasificaciones y otros" de los movimientos presentados en las distintas líneas.

**Anexoll: Actividades y operaciones controladas conjuntamente en 2009**

Nombre	Participación (%) (1)	Operador	Actividad
<b>Argelia</b>			
Gassi Chergui	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Issouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Grupement TFT	Exploración y producción
<b>Argentina</b>			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguarague UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Torcillo 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
Consortio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio Yac La Ventana - Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consortio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
<b>Bolivia</b>			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingeniería Planta LGN
Bloque Monteagudo	50,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras 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</b>			
BM-C-33	35,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-E-29	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-55	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Producción
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
<b>Colombia</b>			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Ouseo	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Calleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
<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
Boquerón	66,50%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Casablanca	76,46%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Rodaballo	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Chipirón	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Montanazo	92,06%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Siroco A-C	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Canarias 1	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Central Nuclear de Trillo (Grupo I)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarburo	Generación eléctrica
Central Nuclear de Almaraz (Grupo I y II)	11,29%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarburo	Generación eléctrica
Central Térmica de aceca	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Central Térmica de anillares	66,67%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Sestao Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
Iberica Knutsen	50,00%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y Producción
<b>Guinea</b>			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
<b>Irán</b>			
BKH-II	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
MQE-1	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-3A	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-4N	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
<b>Libia</b>			
NC115 EPSA IV	25,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC196 EPSA IV	19,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
BLOQUES 205-210	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
<b>Marruecos</b>			
Tanger Larache	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración y Desarrollo de hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad, Tobago</b>			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación

**ANEXO II - ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE EN 2008**

Nombre	Participación (%)	Operador	Actividad
<b>Argelia</b>			
Gassi Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración
M'sani Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
Reggane	45,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFR	60,00%	Repsol Exploración Argelia	Exploración y producción
TFT	30,00%	GIFT	Exploración y producción
<b>Argentina</b>			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Agua Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central / Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Argentina S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana - Rio Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltd.	Exploración y Producción
<b>Bolivia</b>			
Asociación Accidental Tecna y Asociados	10,00%	Tecna Bolivia SA	Ingeniería Planta LGN
Bloque Monteagudo	39,78%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caijipendi	38,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque San Alberto	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Bloque San Antonio	50,00%	Petrobras S.A.	Exploración
Planta de Servicios de Compresión de Gas R	24,46%	Andina S.A.	Compresión de gas
<b>Brasil</b>			
BM-C-33	50,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-29	100,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-ES-30	40,00%	Amerada Hess	Exploración
BM-S-55	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-47	50,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-48	75,00%	Repsol YPF Brasil	Exploración
BM-S-51	40,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-43	25,00%	Shell	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-13	40,00%	BGE&P Brasil	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-3	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-C-4	30,00%	Petrobras S.A.	Exploración
BM-ES-21	20,00%	Petrobras S.A.	Exploración
ALBACORA LESTE	10,00%	Petrobras S.A.	Desarrollo
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá LTD	Regasificación de LNG
<b>Colombia</b>			
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración y producción
El Queso	25,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Órquidea	40,00%	Hocol	Exploración
<b>Ecuador</b>			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
<b>España</b>			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Boquerón	63,39%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Casablanca	71,92%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Gaviota	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Rodaballo	70,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Montanazo	5,26%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y producción
Murcia-Sirocco	12,34%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Sestao Knutser	15,43%	Repsol Gas Natural LNG, S.L.	Exploración y producción
<b>Guinea</b>			
Bloque C	35,00%	Mobil Ecuatorial Guinea, INC	Exploración
<b>Irán</b>			
BKH-II	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
MOE-1	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-3A	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
BKH-4N	33,00%	OMV Onshore Exploration GMBH	Exploración
<b>Kenia</b>			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración
<b>Libia</b>			
NC115	5,20%	Akakus Oil Operations	Producción
NC186/187/190	3,84%	Akakus Oil Operations	Producción
BLOQUES 199-204	60,00%	Repsol Exploración Murzuq	Exploración
EPSA3	35,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
BLOQUE 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración
<b>Marruecos</b>			
Tanger Larache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
<b>Mauritania</b>			
TA09	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
<b>Perú</b>			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú S.A.	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Exploración y Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation SA	Exploración y Producción
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú L.L.C. Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
<b>Sierra Leona</b>			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
<b>Trinidad, Tobago</b>			
Bloque 5B/BPTT Offshores Trinidad	30,00%	Amoco Trinidad Gas BV	Exploración
<b>Venezuela</b>			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

**ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol YPF, S.A.**

**D. Antonio Brufau Niubó**

*Cargos:*

Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 74.612 acciones

**D. Luis Fernando del Rivero Asensio**

*Cargos:*

Consejero de Valoriza Gestión, S.A.U.

Presidente de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

**D. Isidro Fainé Casas**

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 12 acciones

**D. José Manuel Loureda Mantiñán**

*Cargos:*

Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U.

Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

**D. Juan María Nin Génova**

*Cargos:*

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 144 acciones

**D. Henri Philippe Reichstul**

*Cargos:*

Consejero de Ashmore Energy International  
Presidente de Brenco – Companhia Brasileira de Energia Renovável

**D. Luis Suárez de Lezo Mantilla**

*Cargos:*

Consejero de Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH)  
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

*Participaciones:*

Gas Natural SDG, S.A.: 8.765 acciones

# INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

2009

REPSOL YPF

24 de febrero de 2010

# ÍNDICE

<b>Información económico-financiera</b>	<b>4</b>
Entorno macroeconómico	4
Resultados	7
Situación financiera	9
Factores de riesgo	15
<b>Áreas de negocio</b>	<b>30</b>
<b>Upstream (Exploración y Producción)</b>	<b>31</b>
Resultados	34
Principales actividades por países	35
Descubrimientos	42
Producción	46
Reservas	47
Inversiones	48
<b>Gas Natural Licuado (GNL)</b>	<b>49</b>
Resultados	49
Activos y proyectos	50
Transporte y comercialización de GNL	54
Inversiones	55
<b>Downstream (Refino, Marketing, GLP y Química)</b>	<b>57</b>
Resultados	57
Refino	58
Marketing	63
Gases Licuados del Petróleo (GLP)	65
Química	68
Inversiones	70

<b>YPF</b>	<b>71</b>
Resultados	71
Exploración y producción	73
Refino, logística y marketing	77
Química	80
<b>Gas Natural SDG</b>	<b>82</b>
<b>Áreas corporativas</b>	<b>92</b>
Gestión de personas	92
Innovación y tecnología	102
Medio ambiente	106
Energía sostenible y cambio climático	107
Responsabilidad corporativa	108
Fundación Repsol	110
Fundación YPF	113
Fundación Repsol YPF del Ecuador	114
Comunicación	116
Gestión de marca e identidad corporativa	120
Patrocinio deportivo	123
<b>Nueva sede de Repsol</b>	<b>125</b>
<b>Contenido adicional del Informe de Gestión</b>	<b>127</b>

# INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

## ENTORNO MACROECONÓMICO

Hace más de dos años que comenzó la crisis económica y financiera más grave desde la Segunda Guerra Mundial. El Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que en 2009 el Producto Interior Bruto (PIB) mundial se contrajo un 0,8%. A raíz de la quiebra, en septiembre de 2008, del banco de inversiones Lehman Brothers –la mayor en la historia de Estados Unidos–, la crisis se extendió internacionalmente a lo largo del último trimestre de 2008 y en el primer semestre de 2009. La desconfianza dentro del sistema financiero provocó la parálisis en los mercados financieros, la falta de liquidez y la sequía del crédito. La crisis financiera se tradujo en el hundimiento del comercio internacional, de la producción industrial y del consumo, así como en el aumento del desempleo y del ahorro. La decidida y rápida respuesta de los bancos centrales y de los gobiernos de las principales economías evitó el colapso sistémico y contuvo los riesgos, facilitando liquidez a los mercados, inyectando capital en las entidades bancarias y paliando el severo desplome del crédito y la demanda. Adicionalmente, el comienzo de un cambio en el ciclo de inventarios y la recuperación del consumo americano apoyaron una mejoría de la economía real a partir de la segunda mitad del año.

La intensidad y duración de la crisis, y el inicio de la recuperación han sido desiguales según las regiones. Por lo general, las economías avanzadas comenzaron a contraerse en el cuarto trimestre de 2008 y, con especial intensidad, en el primer semestre de 2009 (cerca de un 4,5%). Los estímulos fiscales y monetarios empezaron a dejarse sentir en el tercer trimestre de 2009, lo que, junto a una recuperación del comercio internacional, frenó el ritmo de caída del crecimiento. Dentro de las economías avanzadas, cabe destacar un menor deterioro de la economía en Estados Unidos que en la zona euro. Según el FMI, se prevé que el PIB estadounidense se contraiga un 2,5% en 2009, frente al 3,9% de la zona euro.

La mayoría de las economías emergentes, especialmente aquellas más dependientes de su sector exportador, entraron en recesión en el primer trimestre de 2009. China, Filipinas, India e Indonesia redujeron su tasa de crecimiento, pero evitaron la recesión gracias a una robusta demanda interna y a fuertes inversiones públicas. Las previsiones del FMI indican que Asia, con China e India a la cabeza, ha crecido un 6,5% en 2009.

Una característica importante del contexto macroeconómico en 2009 fue la ausencia de presiones inflacionistas, debido a la debilidad de la actividad y a la general contención del crédito bancario, lo que permitió a los bancos centrales mantener los tipos de interés a corto plazo en niveles históricamente bajos. En las economías avanzadas la inflación media en 2009 se situó en el 0,1%, mientras que en las economías emergentes alcanzó el 5,2%.

### **Contracción de la demanda mundial**

El comportamiento del mercado del petróleo durante 2009 se caracterizó por una mayor influencia de los factores financieros que de la coyuntura particular de sus fundamentos. La contracción de la demanda mundial, por segundo año consecutivo, como consecuencia de la recesión global, fue superior al ajuste de la oferta que efectuó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en un esfuerzo por equilibrar el mercado. Este desequilibrio llevó a una acumulación de inventarios totales, que alcanzó máximos históricos a lo largo del año. En este contexto de sobreoferta y con un escenario geopolítico sin mayores crispaciones durante 2009, los precios no tuvieron la base fundamental para aumentar al ritmo al que lo hicieron en 2008. No obstante, entre enero y diciembre de 2009, el precio pasó de los 40 a los 70 dólares por barril, cerrando con una media anual de 62,1 dólares en el caso del crudo de referencia americano (West Texas Intermediate) y de 61,7 dólares en el de referencia europeo (Brent). En este sentido, es bastante evidente que los precios respondieron en mayor medida a factores financieros. De hecho, todas las variables financieras aumentaron significativamente su correlación en 2009, especialmente entre la bolsa, el dólar y el precio del petróleo.

A corto plazo, el afianzamiento de la recuperación económica en las economías avanzadas necesita como condición previa el saneamiento y la recapitalización de los bancos, y en las economías emergentes, la prevención de burbujas en los precios de algunos activos. Los planes públicos de rescate y de estímulo económico están siendo vitales como sostén de la actividad económica, mientras, fundamentalmente en las economías avanzadas, el sector privado lleva a cabo un proceso de desapalancamiento y saneamiento de sus balances.

No obstante, estas medidas sólo pueden ser de carácter temporal, hasta que se recupere la demanda privada y ésta pase a sustituir a la pública. Los programas de estímulo gubernamental han supuesto un extraordinario aumento de los déficits públicos, lo que obligará a los estados a realizar importantes ajustes para garantizar la sostenibilidad de las cuentas públicas. Las autoridades de las economías que conforman el G-20 se han comprometido a coordinar la retirada de estas medidas para no generar nuevos desequilibrios.

### **Un año difícil**

En Estados Unidos, el PIB se prevé que descienda un 2,5% en 2009 respecto al modesto crecimiento del 0,4% observado en 2008. El saneamiento de los bancos aún está por completarse, lo que mantiene congelado el crédito a empresas y consumidores.

Al igual que para el resto de las economías avanzadas, el año 2009 fue nefasto para la zona euro; de hecho, el peor desde su constitución. El FMI estima que el PIB de la zona euro descendió un 3,9% en 2009, tras haber crecido de promedio un 2,1% en la última década. No obstante, la primera mitad de 2009 fue mucho peor que la segunda, como consecuencia del impacto positivo en el segundo semestre de 2009 de las medidas extraordinarias de política monetaria y fiscal, del cambio de ciclo en los inventarios y del dinamismo del comercio internacional, a raíz de la favorable evolución de las economías emergentes.

España, al igual que sus socios comunitarios, se ha enfrentado a la peor crisis de su historia reciente. Según el Instituto Nacional de Estadística (INE), el PIB en España descendió un 3,6% en 2009, tras haber registrado un crecimiento medio del 3,5% en la última década. No obstante, el caso español presenta un comportamiento diferenciado, dado que ha desaparecido el principal motor de actividad de los últimos años, el sector de la construcción, muy intensivo en mano de obra. Por este motivo, la crisis económica ha impactado dramáticamente en la evolución del empleo en este país.

Latinoamérica, a grandes rasgos, ha afrontado la crisis financiera en mejores condiciones macroeconómicas que en episodios similares anteriores. En esta ocasión no ha sido el epicentro de la crisis y ha dispuesto de saldos positivos fiscales y comerciales formados durante los años de auge, lo que ha permitido amortiguar los efectos de los shocks externos. No obstante, la contracción económica que sufrió la región en la primera mitad de 2009 provocó que finalizase el año con una caída del PIB del 2,3%, si bien algunos países, como Bolivia, Brasil, Chile y Perú, evolucionaron mucho más favorablemente.

## **RESULTADOS**

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2009 se situó en 1.559 millones de euros, un 39% inferior a los 2.555 millones de euros de 2008<sup>(1)</sup>. El resultado de explotación fue de 3.244 millones de euros, frente a los 5.020 millones, lo que supone un descenso del 35,4%. El EBITDA se cifró en 6.749 millones de euros, un 17% menos que en 2008. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 1,29 euros.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) descendió un 65%, pasando de los 2.258 millones de euros de 2008 a 781

---

(1) Para facilitar la comparación con los datos de 2009, los datos correspondientes a 2008 que se mencionan en este informe incluyen las modificaciones que, como consecuencia del cambio de clasificación contable de la participación del Grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A., han sido necesarias con respecto a los incluidos en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio de 2008 (ver nota 3 de las Cuentas Anuales Consolidadas).

millones a 31 de diciembre de 2009. Este descenso se debe principalmente a los menores precios internacionales del crudo y el gas.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL), que en 2008 generó un resultado de explotación de 125 millones de euros, registró un resultado negativo de 61 millones en 2009. Este descenso, entre otros factores, se explica por la caída de los precios del pool eléctrico español, de los precios internacionales del gas y por los menores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL, circunstancias que afectaron al sector en su conjunto durante el ejercicio, así como por las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales como la emitida en el asunto Gassi Touil.

El resultado de explotación del área de Downstream (Refino, Marketing, Gases Licuados del Petróleo, Trading y Química) se situó en 1.022 millones de euros, frente a los 1.048 millones del ejercicio anterior (-2,5%). El resultado de explotación, descontando el impacto contable de la valoración de los inventarios, se cifró en 655 millones de euros, un 57,6% inferior a los 1.543 millones obtenidos en 2008, principalmente por la fuerte caída del margen de refino, que sólo pudo ser compensada parcialmente por el mayor resultado del negocio de Marketing.

En cuanto a las sociedades participadas, YPF cerró 2009 con un resultado de explotación de 1.021 millones de euros, lo que supone un descenso del 12%. La disminución muestra que el incremento de los precios de los líquidos en moneda local no ha podido compensar los menores ingresos procedentes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno, su precio está relacionado con la cotización internacional, los efectos de menores ingresos derivados de exportaciones, así como los menores ingresos como consecuencia de un menor precio del gas. Sin embargo, el impacto de la reducción de los ingresos se vio minimizado por la aportación de Petróleo Plus y por el ahorro de costes.

El 30% de Repsol en Gas Natural SDG generó un resultado de explotación de 748 millones de euros, un 35% superior al obtenido en el ejercicio anterior, que

se debe sobre todo a la incorporación del 100% de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009.

## RESULTADOS DE REPSOL YPF (En millones de euros)

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>3.244</b>	<b>5.020</b>
Upstream	781	2.258
GNL	-61	125
Downstream	1.022	1.048
YPF	1.021	1.159
Gas Natural SDG	748	555
Corporación y otros	(267)	(125)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(468)</b>	<b>(544)</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS</b>	<b>2.776</b>	<b>4.476</b>
Impuesto sobre beneficios	(1.130)	(1.861)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	86	66
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	-
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO</b>	<b>1.744</b>	<b>2.681</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(185)	(126)
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>1.559</b>	<b>2.555</b>

Las cargas financieras de Repsol YPF en 2009 se cifraron en 468 millones de euros, mientras que el Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.130 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 40,7%. En 2008, el tipo se situó en el 41,6%.

## SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre de 2009, Repsol YPF mantenía una posición financiera saneada a pesar del adverso entorno macroeconómico del ejercicio. La deuda financiera neta del grupo ex Gas Natural SDG se situó en 4.905 millones de euros, frente a los 2.030 millones del ejercicio anterior. Gran parte de este aumento se explica por el desembolso realizado para atender a la ampliación de capital de Gas Natural SDG (sin efecto en el importe de la deuda neta del grupo consolidado) por importe de 1.080 millones de euros. Adicionalmente, en

diciembre de 2009, Repsol YPF, S.A. anticipó el pago del dividendo a cuenta del ejercicio de 2009, lo que supone un hecho excepcional en este ejercicio.

La deuda financiera neta del grupo consolidado al cierre de 2009 se situó en 10.928 millones de euros, lo que representa un incremento de 7.447 millones respecto a la deuda neta a 31 de diciembre de 2008, que fue de 3.481 millones de euros. Este incremento de deuda neta se explica principalmente por el impacto que ha tenido la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG, tanto por la inversión realizada como por la consolidación de la propia deuda neta de Unión Fenosa.

En 2009 se continuó implementando el Plan Estratégico 2008-2012. La compañía invirtió 8.964 millones de euros<sup>(2)</sup> durante el ejercicio, de los cuales 4.354 correspondieron a la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG. Las principales inversiones se destinaron a los proyectos de ampliación de la capacidad y mejora en la conversión de las instalaciones de refino en España (Cartagena y Bilbao); en la puesta en marcha de la planta de regasificación Canaport LNG; en el inicio de la producción en el campo Shenzi, en el Golfo de México –estos dos últimos se encuentran entre las diez iniciativas clave del Plan Estratégico–; a la planta de licuefacción Perú LNG; y a la actividad exploratoria, en un ejercicio histórico en el que se anunciaron 15 descubrimientos, muchos de ellos en áreas prioritarias para el crecimiento de la compañía, como las aguas profundas del Golfo de México y de Brasil, así como el norte de África.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 1.037 millones de euros<sup>(3)</sup>. De esta cifra, cabe destacar el cobro del último importe de la venta de la Torre Repsol a Caja Madrid por valor de 245 millones de euros. Las relevantes desinversiones llevadas a cabo por Gas Natural SDG permitieron reducir parcialmente la deuda generada por la adquisición de Unión Fenosa.

---

(2) Esta cifra no incluye inversiones financieras del ejercicio de 2009 por importe de 39 millones de euros.

(3) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en el ejercicio de 2009 por importe de 56 millones de euros.

Los dividendos abonados por Repsol a sus accionistas en 2009 ascendieron a 1.997 millones de euros<sup>(4)</sup>, los cuales incluyen los abonados a socios minoritarios de otras sociedades pertenecientes al Grupo. Cabe destacar que, debido al adelanto en el pago por parte de Repsol YPF, S.A. del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de este ejercicio, excepcionalmente se realizaron tres pagos de dividendos durante 2009 (habiéndose declarado 1,05 euros por acción correspondientes al ejercicio de 2008 y 0,425 euros por acción como dividendo a cuenta de 2009).

Respecto a operaciones sobre acciones propias, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2009, autorizó al Consejo de Administración "la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 5% 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 tiene una duración de 18 meses, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2008.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con un valor nominal de 12,22 millones de euros y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros. A 31 de diciembre de 2009, ni Repsol YPF, S.A. ni cualquiera de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

---

(4) El importe del dividendo del ejercicio de 2008 de Repsol YPF, S.A. (1.282 millones de euros) y el declarado a cuenta del ejercicio de 2009 (519 millones de euros) junto con lo pagado a minoritarios (208 millones de euros) totalizan 2.009 millones de euros. La diferencia entre este importe y la cifra que se refleja como dividendo pagado (1.997 millones de euros) se explica por el dividendo correspondiente a las acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago del dividendo del ejercicio de 2008 (12 millones de euros). El importe de las retenciones sobre el dividendo a cuenta del ejercicio de 2009 ha sido ingresado en el mes de enero de 2010 (62 millones de euros).

## **Plan de ahorro**

Como respuesta a las dificultades del entorno económico, Repsol aplicó en 2009 un ambicioso plan de reducción de costes que aportó un ahorro total de 1.575 millones de euros, sin incluir los de Gas Natural SDG. Por un lado, los gastos gestionables de 2009 se redujeron frente a los de 2008 en 836 millones de euros, medidos en términos homogéneos. Por otro lado, este mismo plan permitió una reducción de 739 millones de euros respecto a las inversiones presupuestadas para el ejercicio 2009.

## **Prudencia financiera**

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, un volumen significativo de inversiones financieras, incluidas en los epígrafes de la nota 13 de las Cuentas Anuales Consolidadas como “Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados”, “Préstamos y partidas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento” por importe de 3.971 millones de euros<sup>(5)</sup>, de los cuales 3.780 millones corresponden a Repsol, sin incluir Gas Natural SDG. Asimismo, el grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 3.860 millones de euros (ex Gas Natural SDG) al cierre de 2009, frente a los 3.496 millones (ex Gas Natural SDG) del cierre de 2008. Para el total del grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

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

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el grupo consolidado ex Gas Natural SDG al cierre de 2009 se situó en el 16,7%, frente al 7,7% del ejercicio

---

(5) Esta cifra no incluye un importe de 381 millones de euros 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 SDG y que está contabilizado en las líneas de inversiones financieras.

anterior. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 28,8%, frente al 21% del cierre de 2008.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del grupo consolidado al cierre de 2009 se cifró en el 30,3%, frente al 12,4% a 31 de diciembre de 2008. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 40,7%, frente al 25% de 2008.

A continuación se detalla la evolución de la deuda neta durante 2009:

(Cifras en millones de euros)

<b>EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA</b> (millones de euros)	<b>Ene-dic 09</b>
<b>DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>3.481</b>
EBITDA	(6.749)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	590
INVERSIONES (1)	8.964
DESINVERSIONES (1)	(1.037)
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.935
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	125
IMPUESTOS PAGADOS	1.168
INCORPORACIÓN DEUDA UNIÓN FENOSA	1.809
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	642
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>10.928</b>

(1) En el ejercicio de 2009 se realizaron inversiones de carácter financiero por importe de 39 millones de euros, lo que supone una cifra de inversiones totales de la compañía de 9.003 millones de euros. Igualmente, se produjeron desinversiones de carácter financiero por importe de 56 millones de euros, siendo la cifra total de desinversiones de 1.093 millones de euros.

## **Resultado financiero**

El resultado financiero neto acumulado del grupo consolidado al cierre de 2009 fue negativo en 468 millones de euros, frente a los 544 millones negativos del ejercicio anterior. Conviene destacar los siguientes aspectos:

- Intereses netos: en 2009 se registró un mayor gasto financiero por importe de 182 millones de euros debido principalmente al incremento significativo en los saldos medios de la deuda de Gas Natural SDG, en el marco de la adquisición

de Unión Fenosa y por la incorporación de la propia deuda de esta compañía eléctrica. En cuanto al grupo ex Gas Natural SDG, hay que resaltar la emisión en marzo de 2009 de un bono nominal de vencimiento en 2014 de 1.000 millones de euros. Estos efectos fueron mitigados parcialmente por la reducción de tipos de interés respecto al ejercicio anterior.

- Resultado de posiciones:

- Tipo de interés: si bien en 2008 la exposición ante caídas en la curva dólar contribuyeron a la generación de pérdidas por 55 millones de euros, en 2009 el resultado positivo por tipo de interés (+34 millones de euros) se explica por las subidas de la curva dólar (medio plazo) y la caída de la curva euro (todos los plazos), principalmente en el segundo trimestre del año.

- Tipo de cambio: en 2008, el resultado por posiciones de tipo de cambio (+86 millones de euros) se debió principalmente a la exposición del resultado financiero al dólar como consecuencia de una gestión activa de protección de los flujos operativos de caja en dólares que se realizó en el año.

En 2009, el resultado positivo generado (306 millones de euros) es consecuencia de la gestión activa de las coberturas en el mercado de divisas y se explica por la exposición mantenida frente al dólar y al ARS. Su devaluación frente al euro redujo el valor de los pasivos denominados en estas monedas. Por otro lado, la devaluación del dólar frente al BRL rebajó el valor de los pasivos denominados en dólares.

- Actualización de provisiones: en 2009 se contabilizó un mayor gasto financiero por importe de 42 millones de euros. Destacó el incremento del gasto en la sociedad bpTT (25 millones) por regularización en concepto de intereses de demora vinculados a contingencias fiscales.

- Intereses intercalarios: se registró un mayor ingreso financiero por importe de 55 millones de euros, sobre todo por el aumento del volumen de deuda asignado a las inversiones de activos en curso.

- Otros gastos financieros: también se contabilizó un mayor gasto financiero por importe de 64 millones de euros que se explica por la incorporación en 2009 del gasto por el leasing financiero para el transporte por gasoducto del gas natural comercializado en Estados Unidos y Canadá (93 millones de euros); y por el resultado positivo en Gas Natural SDG por la venta de la participación en Enagás en junio de 2009.

<b>RESULTADO FINANCIERO</b> (millones de euros)	<b>Enero-dic 08</b>	<b>Enero-dic 09</b>	<b>% Variación 09/08</b>
INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-428	-610	42,76
RESULTADO DE POSICIONES	31	340	996,77
Tipo de interés	-55	34	
Tipo de cambio	86	306	255,81
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-144	-186	29,17
INTERCALARIOS	67	122	82,09
OTROS GASTOS FINANCIEROS	-70	-134	91,43
<b>TOTAL</b>	<b>-544</b>	<b>-468</b>	<b>-13,97</b>

## **FACTORES DE RIESGO**

Los ingresos y las operaciones de Repsol YPF son objeto de riesgos procedentes de los cambios que experimentan las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, normativas, sociales, industriales, financieras y de negocio.

Asimismo, futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol YPF en el momento actual, podrían también afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de Repsol YPF.

## **FACTORES DE RIESGO RELATIVOS A LAS OPERACIONES**

**Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF.** En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado enormes variaciones, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio), la evolución de las reservas de petróleo y derivados, los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, tales como tormentas y huracanes, que sacuden sobre todo el Golfo de México, el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, tales como China e India, así como conflictos importantes como el de Irak, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo, junto con el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política, pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2009, la cotización media del precio del crudo West Texas Intermediate (el WTI) ascendió a 62,1 dólares por barril, frente a una media de 51,20 dólares por barril registrada durante el período 2000-2009, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 25,96 dólares en 2001.

Tanto el precio del crudo de referencia internacional como la demanda pueden sufrir también fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos. La actual debilidad de la demanda continúa influyendo a la baja sobre el precio de las materias primas. En 2008, los precios del crudo disminuyeron en torno a un 70% tras alcanzar el máximo de 145 dólares por barril (WTI) en julio de 2008, reflejando así una importante ralentización de la economía global, pese a la decisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de

reducir la producción. En 2009, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 35 y 80 dólares por barril.

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

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

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Con el fin de abastecer a sus clientes en España y en otros mercados, Gas Natural SDG, en la que Repsol YPF posee una participación del 30%, ha celebrado contratos a largo plazo para la compra de gas natural de Argelia y Noruega, además de los de gas natural licuado (GNL) de Nigeria, Libia, Trinidad y Tobago y Qatar. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por parte de las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro por parte de cualquiera de las fuentes, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

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

**Presencia significativa en Argentina.** A 31 de diciembre de 2009 y de 2008, aproximadamente el 20% y el 25%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado operativo, en torno al 33% a 31 de diciembre de 2009 y al 21% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Desde la última crisis sufrida en los años 2001 y 2002, la economía argentina ha crecido a un ritmo rápido, con un aumento del PIB, en términos reales, del 8,7% en 2003, 9,0% en 2004, 9,2% en 2005, 8,5% en 2006, 8,7% en 2007 y del 6,8% en 2008 (se estima que el dato de 2009 se publique en marzo de 2010). No obstante, no puede garantizarse que tales índices de crecimiento vayan a mantenerse en el futuro, ni que la economía no vaya a contraerse dada la volatilidad de los mercados. La economía argentina sigue siendo sensible a, entre otros, el abaratamiento del precio de las materias primas, la limitación de la financiación e inversión internacionales en infraestructuras y el incremento de la inflación. De hecho, la inflación sostenida en este país podría incrementar los costes operativos de Repsol YPF, en concreto, los costes laborales, lo que, si no fuera acompañado de un encarecimiento correlativo del precio de sus productos, podría afectar negativamente al resultado de sus operaciones y a su situación financiera. Por otra parte, Argentina ha reestructurado una parte sustancial de su deuda, además de amortizar íntegramente la deuda contraída con el FMI. El país pretende, asimismo, liquidar la parte no reestructurada de su deuda exterior, así como las demandas interpuestas ante tribunales internacionales por empresas extranjeras durante la crisis.

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

- limitaciones a su capacidad de trasladar los incrementos en los precios internacionales del crudo y de otros combustibles, y de las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios locales, así como de aumentar los precios locales del gas natural (en concreto en el caso de los clientes residenciales), de la gasolina y del diesel en consonancia con el incremento en los costes de producción y del incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes.
- la importación de determinados combustibles derivados de hidrocarburos a precios internacionales para satisfacer la demanda local a precios inferiores;
- incremento de los impuestos a las ventas locales de combustible no compensados por incrementos en los precios;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- posibles conflictos entre la normativa o los impuestos establecidos o gestionados por las provincias y los establecidos por leyes federales; y
- una mayor devaluación del peso frente a otras divisas que podría afectar de manera adversa a la situación financiera y a los resultados de las operaciones de las empresas argentinas.

En los últimos años se han incrementado e impuesto nuevos gravámenes a las exportaciones. En relación a los gravámenes a la exportación de crudo y otros productos derivados, la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción argentino, publicada el 16 de noviembre de 2007, dispone que cuando el precio internacional del WTI exceda el precio de referencia, que se fija en 60,9 dólares por barril, el productor podrá cobrar 42 dólares por barril, quedando el resto retenido por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI fuera inferior al de referencia, pero superior a 45 dólares por barril, se aplicará una retención del 45%. Si dicho precio está por debajo de los 45 dólares por barril, el gobierno fijará el impuesto a la exportación correspondiente en un plazo de 90 días hábiles. El porcentaje de retención determinado con arreglo a lo anterior se aplica también en la actualidad al diesel, a la gasolina y a otros productos derivados del petróleo. Asimismo, el procedimiento de cálculo arriba descrito se aplica también a otros productos petrolíferos y lubricantes en función de los distintos tipos de retención, precios de referencia y precios permitidos a los productores.

En cuanto a los productos de gas natural, la Resolución n° 127/2008 del Ministerio de Economía y Producción argentino dispuso incrementos en los gravámenes a la exportación de gas natural, elevando el tipo del 45% al 100%, tomando como base de tasación para su cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto a los productos de GLP (incluidos propano, butano y mezclas de los mismos), dicha resolución preveía que, en caso de que el precio internacional del producto oportuno, según informe diariamente la Secretaría de Energía argentina, se mantenga por debajo del valor de referencia que establece dicha Resolución para cada producto (338 dólares/m<sup>3</sup> en el caso del propano; 393 dólares/m<sup>3</sup> del butano; y 363 dólares/m<sup>3</sup> de la mezcla de ambos), el tipo aplicable será del 45%. Si el precio internacional superase el valor de referencia, el productor podría cobrar el importe máximo permitido por la Resolución en relación con el producto en cuestión (223 dólares/m<sup>3</sup> en el caso del propano; 271 dólares/m<sup>3</sup> del butano, y 250 dólares/m<sup>3</sup>

de la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación.

Como resultado de los incrementos de los impuestos a la exportación mencionados anteriormente, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del Gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa el resultado de las operaciones de YPF.

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

Las exportaciones de petróleo, así como la exportación de la mayor parte de los productos hidrocarbúricos precisan en la actualidad la autorización previa de la Secretaría de Energía (a tenor del régimen establecido con arreglo a la Resolución S.E. N° 1679/04 y sus modificaciones y complementos). Aquellas empresas petroleras que tengan intención de exportar petróleo crudo o GLP deben demostrar primero que la demanda local de dicho producto ha sido satisfecha o que ya se ha ofrecido y rechazado la venta del producto a los compradores locales, mientras que, por su parte, las refinerías que deseen exportar diesel deben demostrar también primero que la demanda local ha sido debidamente satisfecha. Como, en la actualidad, la producción local de diesel no satisface las necesidades de consumo local en Argentina, YPF no puede vender su producción en el mercado de exportaciones desde 2005.

Repsol YPF no puede predecir durante cuánto tiempo seguirán vigentes estas medidas o si éstas u otras podrían afectar de manera adversa y significativa a las exportaciones de gas, crudo y diesel u otros productos y, por tanto, al resultado de sus operaciones.

**Riesgos operativos inherentes al sector del gas y del petróleo y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.** Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. De materializarse dichos riesgos, el Grupo podría sufrir pérdidas sustanciales y la interrupción de sus operaciones. Además, estas actividades están sujetas a determinadas obligaciones de pago de impuestos y regalías, que, por norma general, son bastante elevados si se compara con los impuestos de otros negocios.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las

ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol YPF no adquiere ni descubre y, posteriormente, desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

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

Además, las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF reflejan, por norma general, las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuesto de sociedades. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a

través de una parte de la producción (cost oil), mientras que el remanente de la producción (profit oil) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF está presente en numerosos países de todo el mundo, incluido Irán. Legislación estadounidense como la Ley de Sanciones contra Irán de 1996 (Iran Sanctions Act of 1996), modificada y ampliada por la Ley de ampliación de la LSIL de 2001 (ILSA Extension Act of 2001) y por la Ley de apoyo a la libertad en Irán de 2006 (Iran Freedom Support Act of 2006, la denominada Ley de Sanciones), podría llegar a afectar a las operaciones de Repsol YPF en Irán. Estas leyes contemplan la posibilidad de sanciones incluso a sociedades no estadounidenses que realicen determinadas inversiones en Irán. Por otro lado, el sometimiento a la Ley de Sanciones por parte de sociedades de países comunitarios está vedado por el Reglamento del Consejo 2271/96.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas por parte del gobierno de Estados Unidos en lo que respecta a esta legislación, incluida la Ley de Sanciones.

Además, Ecuador y Bolivia están adoptando nuevas normativas en materia de hidrocarburos como resultado de la implantación de sus nuevas constituciones. La dirección de Repsol YPF no puede predecir las consecuencias que se derivarán de las modificaciones de la normativa en materia de hidrocarburos para sus operaciones en estos países ni tampoco si dichos países adoptarán nuevas medidas.

**Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos.** Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera y que regulan, entre otras cuestiones relativas a las operaciones del Grupo, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la

generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos. Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en el negocio de Repsol YPF, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

**Localización de las reservas.** Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol YPF se hallan en países fuera de la Unión Europea y de Estados Unidos, algunos de los cuales presentan inestabilidades políticas o económicas. A 31 de diciembre de 2009, el 89,5% de las reservas probadas netas de Repsol YPF de hidrocarburos estaban en Latinoamérica; un 6,9%, en el norte de África; y un 3,3%, en el Golfo de México.

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

**Estimaciones de reservas de petróleo y gas.** Las reservas probadas de petróleo y gas de Repsol YPF se calculan con arreglo a las pautas establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con una certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en los yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que destacan los siguientes:

- los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja;
- la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración;
- el comportamiento de la producción de los yacimientos;
- sucesos tales como adquisiciones y ventas, nuevos hallazgos y ampliaciones de campos existentes, así como la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas;
- fluctuaciones en las condiciones económicas y de mercado; y
- si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones. Las modificaciones de las normas tributarias y otros reglamentos administrativos pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas.

Muchos de los factores, suposiciones y variables que intervienen en la estimación de las reservas probadas escapan al control de Repsol YPF y pueden perder validez con el tiempo.

**Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica.** La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el

negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

## **RIESGOS FINANCIEROS**

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

Repsol YPF mantiene una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello, viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

**Riesgo de crédito.** La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 6.001 y 5.744 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente, y se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas. Ningún cliente representa más de un 4% del importe total de estas cuentas por cobrar, por lo que la exposición se encuentra distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de

seguro de crédito por las cuales transfiere a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.533 millones de euros. No obstante, esta cifra se vería incrementada en 359 millones de euros si se contemplan los importes máximos garantizados en los acuerdos de comercialización de la tarjeta Solred firmados con bancos y cajas. Durante el ejercicio se ejecutaron garantías recibidas por un importe de 24 millones de euros. A 31 de diciembre de 2008, esta cifra se situó en 2.462 millones de euros, siendo ejecutadas garantías por importe de 10 millones de euros.

La nota 18 de las Cuentas Anuales Consolidadas contiene detalles adicionales sobre los riesgos asociados a los instrumentos financieros utilizados por el Grupo y en la nota 19 se describen los instrumentos financieros de cobertura.

### **Riesgo de mercado**

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, Repsol YPF contrata derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras. Repsol YPF obtiene financiación en dólares y en otras monedas, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance, mientras que los ingresos y gastos de dichas sociedades son convertidos a euros al tipo de cambio medio acumulado del periodo en el que se produjeron. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.

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

En la nota 18, “Gestión de riesgos financieros y del capital”, y en la nota 19, “Operaciones con derivados”, de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio de 2009 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

## ÁREAS DE NEGOCIO

La actividad del Grupo y su estructura organizativa está dividida en cinco áreas de negocio, que incluyen:

- Tres negocios estratégicos integrados:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
  - GNL, correspondiente al negocio de Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y GLP, excepto en YPF.
  
- Dos participaciones en compañías estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
  - Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

## **UPSTREAM**

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural fuera de Argentina. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente a la Dirección General de negocio de Upstream del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado. El área de Upstream de Repsol gestiona su portafolio de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el incremento de su presencia en países de la OCDE, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos.

Geográficamente, el área de Upstream basa su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en el norte de África (Argelia y Libia) y de Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente), como en las nuevas áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo, como el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, ya en producción, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y las aguas profundas de Brasil. Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Perú, Bolivia, Brasil y Venezuela, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá y África occidental.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 94% en 2009. Excluyendo el efecto precio, el ratio de reemplazo se eleva al 111%.

El exitoso resultado exploratorio alcanzado en 2009 fortalece de manera rotunda la política de crecimiento rentable a futuro en el área de Upstream.

Durante el ejercicio, Repsol realizó importantes descubrimientos exploratorios en países como Brasil (con los sondeos Iguazú, Abaré Oeste, Piracucá-Pialamba y Panoramix), Venezuela (sondeo Perla 1X) y Estados Unidos (en el Gofu de México con el sondeo Buckskin). Este éxito exploratorio es el resultado de una decidida política, definida en el Plan Estratégico 2008-2012, de potenciación de la actividad exploratoria, tanto en lo referente a recursos técnicos, humanos y económicos como a metodologías y procesos. Ésta ya se materializó en 2008, año en el que Repsol protagonizó 3 de los 5 mayores descubrimientos efectuados en el mundo.

En 2009 también se dieron los pasos finales para el lanzamiento de importantes proyectos de desarrollo en Argelia (Reggane), Brasil (BM-S-9 y Piracucá), Bolivia (Margarita-Huacaya) y Perú (Kinteroni).

A 31 de diciembre de 2009, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 24 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 18 de ellos. Adicionalmente, Repsol posee una participación en la compañía rusa de exploración y producción West Siberian Resources (WSR), que en 2008 se fusionó con Alliance Oil; y continúa evaluando la viabilidad de acometer, junto con la compañía Shell, el proyecto Persian LNG en Irán, con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 26 países.

### Pozos exploratorios terminados

	2009							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>	2	2					2	2
<b>América del Sur</b>	5	2	4	1			9	3
Trinidad y Tobago								
Resto países América del Sur	5	2	4	1			9	3
<b>América del Norte</b>	1	*	1	*			2	*
<b>África</b>	3	1	8	4	3	1	14	6
<b>Asia</b>								
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>11</b>

2008								
	Positivos		Negativos		En Evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>								
<b>América del Sur</b>	5	2	9	3	1	1	15	6
Trinidad y Tobago								
Resto países América del Sur	5	2	9	3	1	1	15	6
<b>América del Norte</b>			1	*			1	*
<b>África</b>	5	2	13	5	2	1	20	8
<b>Asia</b>			4	1			4	1
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>27</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>40</b>	<b>15</b>

### Pozos productivos por área geográfica

A 31 de diciembre de 2009				
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>	8	6	5	4
<b>América del Sur</b>	1089	379	161	65
Trinidad y Tobago	102	71	54	18
Resto países América del Sur	987	308	107	47
<b>América del Norte</b>	12	3		
<b>África</b>	181	51	78	23
<b>Total</b>	<b>1290</b>	<b>439</b>	<b>244</b>	<b>92</b>

A 31 de diciembre de 2008				
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>España</b>	11	8	5	4
<b>América del Sur</b>	1065	339	144	57
Trinidad y Tobago	102	71	62	20
Resto países América del Sur	963	268	82	37
<b>América del Norte</b>				
<b>África</b>	144	41	78	23
<b>Total</b>	<b>1220</b>	<b>388</b>	<b>227</b>	<b>84</b>

## Actividad presente de Repsol por área geográfica

A 31 de diciembre de 2009						
	Nº de bloques		Dominio minero neto (km²)		Nº de pozos exploratorios en perforación	
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
<b>Europa</b>	12	22	384	10.000		
España	12	21	384	9.882		
Noruega		1		117		
<b>América del Sur</b>	50	41	7.448	47.687	3	1
Trinidad y Tobago	7		2.363			
Resto de países de América del Sur	43	41	5.085	47.687	3	1
<b>América Central</b>		1		4.512		
<b>América del Norte</b>	7	262	3.577	4.898		
<b>África</b>	3	20	1.456	47.454		
<b>Asia</b>		2		16.514		
<b>Total</b>	<b>72</b>	<b>348</b>	<b>12.865</b>	<b>131.063</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

## RESULTADOS

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2009 fue de 781 millones de euros, frente a los 2.258 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone una disminución del 65%. El EBITDA ascendió a 1.699 millones de euros, frente a los 2.864 millones de 2008. El descenso del resultado se debió, principalmente, a los menores ingresos como consecuencia de los menores precios medios de realización. Esto se compensó parcialmente por las mayores ventas de crudo y por la menor amortización de exploración asociada al mayor éxito de los sondeos perforados.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 56,7 US\$/barril (40,7 €/barril), frente a los 87,3 US\$/barril (59,3 €/barril) de 2008. El precio medio del gas se situó en los 2,3 dólares por mil pies cúbicos, con un descenso del 45% respecto al del ejercicio anterior. Estas disminuciones están ligadas a la caída de los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (lifting cost) alcanzó los 2,9 US\$/bbl. Esta cifra representa un alza del 5% en comparación con los 2,8 US\$/bbl de 2008,

tendencia atribuida a la puesta en producción de Shenzi, cuyo coste de extracción es ligeramente superior a la media anterior, compensado por el esfuerzo de reducción de costes realizado en otros campos, como en Trinidad y Tobago. En cuanto al coste de descubrimiento (finding cost) sobre reservas probadas, la media para el período 2008-2010 fue de 21 US\$/barril.

## **PRINCIPALES ACTIVIDADES POR PAÍSES**

El año 2009 ha sido histórico para la compañía en el área de Exploración y Producción (Upstream), con un resultado en la actividad exploratoria excepcionalmente exitoso. Repsol anunció en 2009 un total de 15 descubrimientos, entre los que destacan, por su gran relevancia y magnitud, los realizados en Brasil (con los sondeos Iguazú, Abaré Oeste, Piracucá-Pialamba y Panoramix), Venezuela (sondeo Perla 1X) y el Gofu de México estadounidense (sondeo Buckskin). También se dieron los pasos finales para el lanzamiento de importantes proyectos de desarrollo en Argelia (Reggane), Brasil (BM-S-9 y Piracucá), Bolivia (Margarita-Huacaya) y Perú (Kinteroni). Además, en 2009 en el Golfo de México estadounidense se puso en producción a través de su propia plataforma uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía en aguas profundas (Shenzi). Todo ello refuerza de manera fundamental y en áreas clave para la compañía el objetivo marcado de asegurar el crecimiento orgánico, maximizando la rentabilidad de los activos y el aumento de la producción y de las reservas.

### **Norteamérica**

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en las aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, con su participación en el importante proyecto de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a hacerse patente en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

En el campo Shenzi, uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en las aguas profundas del Golfo de México –donde Repsol participa con un 28%–, comenzó en marzo de 2009, unos meses antes de lo previsto, la producción de gas y petróleo a través de su propia plataforma. A finales de 2009 se encontraban en producción a través de esta plataforma diez pozos y en los próximos meses se espera completar la perforación de los demás pozos de desarrollo, así como iniciar el proyecto de inyección de agua. En 2009 se alcanzaron a través de la plataforma Shenzi niveles de producción superiores a los 120.000 barriles de petróleo/día, lo que está por encima de las expectativas iniciales. La producción a través de la plataforma Marco Polo se reinició en mayo. El desarrollo del Flanco Norte de Shenzi se encuentra en una fase más inicial, aunque el positivo resultado de los trabajos de perforación en 2009 ha ampliado el potencial esperado de esta área.

Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 un importante descubrimiento con el sondeo Buckskin. Con una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y uno de los más hondos perforados en la zona. Las primeras pruebas reflejaron una columna de 100 metros de crudo de alta calidad. Se está preparando la perforación de un pozo de evaluación, que se llevará a cabo en 2010 y que ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo.

En la Ronda Exploratoria 208 llevada a cabo en el Golfo de México en marzo de 2009, Repsol se adjudicó 16 nuevos bloques. Cuatro fueron ganados en asociación con Marathon (operador, 60%; Repsol, 40%). Otros siete bloques fueron ganados en asociación con ECOPETROL (40%) y los restantes cinco bloques, al 100% a Repsol. Estos bloques, junto a los logrados en los últimos años, conforman una amplia y sólida cartera de proyectos exploratorios. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

En Alaska, Repsol participa con el 20% en 71 bloques adyacentes offshore en el Mar de Beaufort –junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni

Petroleum US LLC–, en donde en 2009 se realizaron estudios con el objetivo de establecer su potencial exploratorio. La compañía también tiene el 100% en 93 bloques offshore en el Mar de Chukchi.

En Canadá, Repsol continuó trabajando activamente en 2009 con el objetivo de detectar nuevas oportunidades de crecimiento en este país perteneciente a la OCDE. A finales de 2008, Repsol obtuvo mediante concurso los derechos de exploración sobre tres bloques en el offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en Jeanne d’Arc Basin.

### **Latinoamérica**

Brasil se consolidó en 2009 como una de las principales áreas de crecimiento futuro de Repsol, tras los cuatro descubrimientos exploratorios realizados (Iguazú y Abaré Oeste, en el bloque BM-S-9; Piracucá-Pialamba, en el bloque BM-S-7; y Panoramix, en el bloque BM-S-48), que se unen a los de años anteriores (Carioca y Guará, ambos en el prolífico bloque BM-S-9), confirmando el elevado potencial de esta área de aguas profundas. Repsol es la primera compañía privada en dominio minero exploratorio offshore de las cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, con un total de 21 bloques exploratorios (es la empresa operadora en 11 de ellos).

Los resultados exploratorios en el bloque BM-S-9 están siendo espectaculares, con cuatro descubrimientos realizados (dos de ellos en 2009) y una tasa de éxito del 100%. En 2009 se llevó a cabo una prueba de producción en Guará con resultados muy satisfactorios, lo que derivará en 2010 en una prueba más extensa y a empezar las actividades encaminadas al desarrollo temprano del área sur de Guará. Dentro del plan de evaluación del área, en enero de 2010 se inició la perforación de un nuevo sondeo exploratorio en la zona norte de Guará, actualmente en curso. En el área de Carioca se realizará en 2010 una prueba de producción de larga duración y se perforará un sondeo exploratorio. Repsol participa con un 25% en este importante proyecto en las aguas profundas de Brasil.

En 2009 se dieron los primeros pasos para el inicio del desarrollo de Piracucá (bloque BM-S-7), donde Repsol tiene una participación del 37%. Se espera que este campo esté en producción en 2015.

Repsol tiene una participación del 10% en Albacora Leste (cuena de Santos), que está producción desde abril de 2006. Este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil produjo en 2009 alrededor de 118.000 barriles/día y tiene unas reservas totales probadas y probables de crudo de en torno a 394 millones de barriles.

Los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

En 2009 se dieron en Bolivia los últimos pasos encaminados al inicio del desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, cuyos trabajos comenzarán en 2010. Este destacado proyecto de desarrollo se encuentra en el bloque Caipipendi, al norte del estado de Tarija, que está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del Plan de Desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último hallado en 2008 y que supuso uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo) consiste en elevar la producción del campo de los niveles actuales (2,3 Mm<sup>3</sup>/d) a un plateau intermedio de 8,3 Mm<sup>3</sup>/d (fase I) en 2012 y a una cifra final de 14 Mm<sup>3</sup>/d (fase II) en 2013.

En Perú continuaron en 2009 los trabajos para el completo desarrollo del yacimiento Camisea (bloques 56 y 88), en el que Repsol participa con el 10%. Estos bloques abastecerán de gas natural a la planta de gas natural licuado del proyecto Perú LNG, que se prevé que esté operativa en 2010 y en la que Repsol participa con un 20%. En el bloque 88 se está completando el desarrollo de dos yacimientos: San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari, donde en julio de 2009 entraron en producción los dos primeros pozos. En el bloque 56, el de Pagoreni, se inició la producción en septiembre

de 2008. Se espera que el desarrollo de estos dos bloques esté prácticamente completado durante 2010, año en el que estará operativa la planta de licuado Perú LNG.

En 2009 se decidió el desarrollo temprano de la zona sur del importante descubrimiento realizado en 2008 con el sondeo Kinteroni (uno de los mayores del mundo en 2008), en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 km del yacimiento de gas y condensado de Camisea. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora del mismo. El comienzo de producción está previsto para mediados del año 2012.

En Venezuela, Repsol realizó en 2009 el mayor descubrimiento de gas de la historia de la compañía y uno de los más importantes de Venezuela con el sondeo Perla 1X. Las primeras estimaciones reflejan un volumen de gas de 8 TCF y de condensado de en torno a los 100 Mbbl. El yacimiento podría extenderse a lo largo de 33 kilómetros cuadrados y contar con un grosor de 240 metros. En febrero de 2010 se inició la perforación de un nuevo sondeo que ayudará a concretar la información existente hasta la fecha y el futuro plan de desarrollo del yacimiento. Repsol es el operador del pozo Perla 1X, en consorcio al 50% con ENI. En la fase de desarrollo, PDVSA participará con un 35%, Repsol con un 32,5% y ENI con un 32,5%.

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área geográfica Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol tiene una participación del 40%. Con ello, Repsol hizo efectiva la Nota de Crédito recibida durante el proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresa Mixta.

Asimismo, en febrero de 2010, el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela anunció oficialmente la adjudicación del Bloque Carabobo 1 de la Faja Petrolífera del Orinoco al consorcio en donde participa Repsol. La empresa mixta que deberá constituirse para desarrollar las actividades petroleras tendrá como accionistas a CVP, con el 60% de las acciones, y el

restante 40% quedará distribuido entre las empresas que conforman el consorcio ganador: Repsol (11%), Petronas (11%), ONGC (11%), Oil India Ltd (3,5%) e Indian Oil Co (3,5%).

En Trinidad y Tobago, Repsol es una de las principales compañías privadas en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de la sociedad bpTT. Esta empresa, participada en un 30% por Repsol, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2009 alcanzó una producción total media diaria de 464.828 barriles equivalentes de petróleo. En octubre de 2009 se inició la producción de gas en el campo Savonette, que está a una profundidad de 88 metros. El gas producido alimenta a la planta de licuefacción de GNL Atlantic LNG, propiedad, entre otras compañías, de Repsol.

En enero de 2009 comenzó la producción de gas del Proyecto Teak Blow Down en el bloque marino TSP, donde Repsol es el operador, con una participación del 70%.

En Colombia, ECOPETROL aprobó en mayo de 2009 la fase comercial en el descubrimiento Capachos Sur-1.

El 12 de marzo de 2009, Repsol adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.); dicha compañía es la titular del 20% de participación del bloque 16 en Ecuador, con lo que la participación consolidada actual de Repsol en el mencionado bloque es del 55%. OPIC (31%) y Sinochem (14%) también están presentes en este bloque. El 12 de marzo de 2009, Repsol YPF Ecuador S.A., como operadora del bloque 16, firmó un Contrato de Participación modificadorio, en virtud del cual se amplía el período de explotación de dicho bloque del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el mencionado contrato terminará anticipadamente si dentro del plazo de un año (susceptible de prorrogarse por acuerdo de las partes) no se ha negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituya al Contrato de Participación. Durante ese periodo transitorio, el gobierno ecuatoriano reducirá del 99% al 70% el impuesto sobre

beneficios extraordinarios. A finales de 2009, el periodo transitorio antes citado fue prorrogado por un año adicional, hasta el 12 de marzo 2011 (plazo transitorio que a su vez es prorrogable nuevamente por acuerdo de las partes).

## **África**

Repsol tiene una presencia relevante en el norte de África, sobre todo en Libia y Argelia, donde participa en importantes proyectos en marcha que garantizan un crecimiento sostenido y rentable en los próximos años.

En 2009 continuaron en Libia los trabajos para completar el desarrollo del campo "I/R", que entró en producción en junio de 2008 y que se espera que alcance su máximo potencial de producción una vez terminadas las instalaciones permanentes, entre 2012 y 2013. Este campo está situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol. Descubierta en 2006, "I/R" es uno de los mayores hallazgos exploratorios logrados por la compañía, el más importante en Libia de la última década y uno de los diez proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

A finales de 2009 entró en producción el campo J, en el bloque NC186, cuyo plan de desarrollo había sido aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008.

Repsol anunció en abril de 2009 el resultado positivo del sondeo A1 NC202, en el offshore de Libia. El pozo es el primer descubrimiento realizado en el bloque NC202, situado en la cuenca de Sirte, a unos 15 km de la costa. Repsol es el operador del bloque, con una participación del 60%, mientras que la compañía austriaca OMV es el titular del 40% restante.

En Argelia se avanzó en 2009 en los pasos finales para el lanzamiento del desarrollo del importante proyecto de gas de Reggane. El Plan de Desarrollo incluye la perforación y finalización de 74 pozos, la profundización de 10 pozos adicionales y la realización de trabajos para completar (workovers) otros 12 pozos ya existentes. El comienzo de la producción de gas está previsto para

principios del año 2014. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

En noviembre de 2009 se dictó el laudo arbitral que resuelve la controversia entre Repsol-Gas Natural SDG y Sonatrach sobre la terminación del contrato de Gassi Touil. El tribunal declaró terminado el contrato sin obligación por ninguna de las partes de indemnizar a la otra.

## **Europa**

En 2009, Repsol inauguró en Oslo, la capital de Noruega, una oficina permanente, en línea con la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, y con el objetivo de incrementar la presencia de la compañía en este país escandinavo. En la actualidad, la compañía participa, junto con DetNorske oljeselskap ASA, Bayerngas Norge AS y Svenska Petroleum Exploration AS, en los bloques exploratorios 6407/7, 8, 10 y 11, en el Mar de Noruega, obtenidos en la Ronda APA (Award of Predifined Areas) de 2008. En esta línea, el Gobierno Noruega, en la Ronda APA 2009, comunicó en enero de 2010 la concesión de dos nuevas licencias exploratorias (una de ellas será operada por Repsol en el Mar del Norte noruego).

En España, Repsol obtuvo en 2009 dos éxitos exploratorios de petróleo con los sondeos Montanazo D-5 y Lubina-1, situados en aguas del Mar Mediterráneo. Estos pozos se pondrán en producción a través de la plataforma Casablanca y permitirán prorrogar la producción de los campos de Repsol existentes en la zona (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón), así como ampliar el período de utilización de la dicha plataforma. También en España se reinició en junio de 2009 la producción de gas en el campo Poseidón.

## **DESCUBRIMIENTOS**

Desde el punto de vista de los descubrimientos exploratorios, el año 2009 ha sido, sin duda, histórico para Repsol, no sólo por el número de descubrimientos

anunciados (15 en total), sino sobre todo por la importancia de los mismos. Los descubrimientos de 2009 se localizaron en las aguas profundas de Brasil y del Golfo de México estadounidense, Venezuela, Argelia, Marruecos, España, Argelia, Sierra Leona y Libia. Este éxito exploratorio es el resultado de una decidida política, definida en el Plan Estratégico 2008-2012, de potenciación de la actividad exploratoria, tanto en lo referente a recursos humanos, técnicos y económicos como a metodologías y procesos. Ya en 2008, Repsol participó en 3 de los 5 mayores descubrimientos efectuados en el mundo.

En Brasil, en el bloque BM-S-9, situado en las aguas profundas de la cuenca de Santos –donde en 2007 y 2008 ya se realizaron dos importantes descubrimientos con los sondeos Carioca y Guará–, se obtuvieron en 2009 dos nuevos éxitos exploratorios con los sondeos Iguazú y Abaré Oeste, lo que confirma el elevado potencial de recursos de este bloque ubicado en una de las áreas de aguas profundas con mayor atractivo del mundo. Además de Repsol, que posee una participación del 25% en el proyecto, conforman el consorcio Petrobras (45% y operador) y British Gas (BG Group, con el 30%).

En abril de 2009, Repsol anunció el descubrimiento realizado con el pozo exploratorio Iguazú, que se localiza en la misma área de evaluación que el sondeo Carioca, a 340 km de la costa de Sao Paulo y con una lámina de agua de 2.140 metros de profundidad. Las primeras pruebas de producción en el sondeo mostraron un crudo ligero de muy buena calidad. En septiembre de 2009, Repsol anunció el descubrimiento del sondeo Abaré Oeste, a 290 km de la costa de Sao Paulo, en una lámina de agua de 2.163 metros.

El consorcio descubridor continuará con los trabajos e inversiones necesarias para la completa evaluación del bloque BM-S-9, lo que incluye en 2010 la perforación de dos nuevos sondeos exploratorios y la realización de las pruebas de producción de larga duración en Carioca y Guará.

También en Brasil, Repsol protagonizó en 2009 otros dos descubrimientos en la cuenca de Santos con los sondeos Piracucá-Pialamba y Panoramix. Este último, situado en el bloque BM-S-48, es un descubrimiento de gas y petróleo en el que

Repsol es el operador, con el 40%, que se completa con las participaciones de Petrobras (35%), Vale do Rio Doce (12,5%) y Woodside (12,5%). El descubrimiento incorpora tres niveles productivos: dos inferiores con gas y condensado, y uno superior con petróleo. En 2010 se prevén perforar dos sondeos de evaluación adicionales.

El sondeo Pialamba se localiza en el bloque BM-S-7 y es un descubrimiento de crudo liviano y gas que tuvo lugar a principios de 2009. Repsol participa con el 37% y su socio y operador, Petrobras, posee el 63% restante. En septiembre de 2009 se terminó la perforación del sondeo de delineación Piracucá, que aumentó la estimación de recursos recuperables en el área, y se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) el informe final del descubrimiento de este campo. En 2010 está previsto completar dos sondeos: uno de predesarrollo y el segundo con carácter exploratorio.

Estos descubrimientos exploratorios fortalecen la apuesta de Repsol por esta región como vector de crecimiento de la compañía.

En Venezuela, en septiembre de 2009, Repsol anunció un importante descubrimiento de gas y condensado con el sondeo Perla 1X. Se estima que el yacimiento alberga 8 TCF de gas y, adicionalmente, un volumen de condensado que se está evaluando en la actualidad y que podría estar en el entorno de los 100 Mbbl. El yacimiento se localiza en las costas del Golfo de Venezuela, al oeste del país, a 60 metros de profundidad. Todos estos datos están pendientes de confirmación a través de trabajos adicionales, que incluyen la perforación de sondeos de evaluación y de un sondeo exploratorio adicional. Este descubrimiento es el mayor de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes de Venezuela.

En el Golfo de México, en Estados Unidos, Repsol descubrió a principios de año un gran yacimiento de petróleo con el sondeo Buckskin. Este pozo, con una profundidad de unos de 10.000 metros y una lámina de agua de 2.000 metros, es adyacente y tiene una estructura geológica similar al campo Jack, operado por la petrolera Chevron. Con el sondeo Buckskin se ha iniciado de

manera exitosa la campaña operada de sondeos en aguas profundas del Golfo de México. Los socios en este sondeo son Repsol (12,5%), Chevron (55%), Maersk (20%) y Samson (12,5%).

En España, Repsol realizó en 2009 dos descubrimientos de petróleo en las aguas del Mediterráneo con los pozos Montanazo D-5 (donde Repsol es el operador y posee una participación del 75%) y Lubina-1 (100% de la compañía), situados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona. Las pruebas de producción llevadas a cabo arrojaron una producción de 3.800 barriles diarios de petróleo de 32° API en Montanazo D-5 y de 3.700 barriles diarios de petróleo de 31,5° API en Lubina-1.

El desarrollo y puesta en producción de los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1 permitirá prorrogar la producción de los campos existentes (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón) y ampliar el período de utilización de la plataforma Casablanca.

En marzo de 2009, Repsol anunció un descubrimiento de gas en Marruecos, en concreto en la zona exploratoria Tanger-Larache, situada a 40 km de la costa marroquí, con el sondeo Anchois. Repsol es la compañía operadora de estos bloques (Tanger-Larache 1-2-3). El pozo descubridor Anchois es el primer éxito exploratorio en la historia del offshore marroquí.

En Sierra Leona, en septiembre de 2009, Repsol anunció el primer descubrimiento de hidrocarburos en aguas del país. Éste tuvo lugar en el pozo Venus B-1 del bloque SL 6/07, y consta de una profundidad total de 5.638 metros, en una lámina de agua de 1.798 metros. El pozo Venus B-1 es el primer sondeo en la cuenca de Sierra Leona-Liberia, donde Repsol participa en 5 bloques contiguos. Se están evaluando los primeros resultados obtenidos y se prevé realizar nuevos pozos exploratorios que permitirán definir el potencial comercial del área. Repsol participa con un 25% en el consorcio descubridor. El sondeo confirma la existencia de un sistema petrolífero activo, con al menos tres unidades de reservorios.

En Argelia, Repsol anunció en 2009 cuatro descubrimientos exploratorios, dos de ellos en el bloque Reggane.

Repsol anunció en abril de 2009 el descubrimiento realizado en el offshore de Libia con el sondeo A1 NC202. El pozo alcanzó una profundidad de 4.820 metros, con una lámina de agua de unos 50 metros.

## **PRODUCCIÓN**

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 333.611 barriles equivalentes de petróleo/día en 2009, lo que supone un incremento del 0,27% respecto a 2008. Los niveles de producción, aislados los cambios contractuales y regulatorios, aumentaron un 5% respecto a 2008, una vez deducidas las variaciones en Libia (15,4 Kboe/d), por los nuevos contratos aplicados desde agosto 2008 y las restricciones de la OPEP; en Bolivia (-6,7 Kboe/d), por la desconsolidación de Andina; en Ecuador, por la adquisición del 20% de Murphy en el bloque 16 (+5,9 Kboe/d) y la venta del bloque 14 en 2008 (-0,9 Kboe/d); y en Argelia (+1,4 Kboe/d) por efecto en el Production Sharing Contract (PSC) de los precios de crudo de referencia.

En Estados Unidos, hay que destacar el comienzo de la producción de Shenzi a través de una Tension Leg Platform (TLP), con 10 pozos conectados, así como la reentrada en el "manifold K". En Perú comenzó en julio de 2009 la producción de gas del bloque Cashiriari, en el bloque 88. En octubre comenzó en Trinidad y Tobago la producción del campo Savonette, operado por bpTT, mientras que en enero de 2009 empezaron las entregas de gas desde Teak Delta en Teak, Samaan y Poui (TSP).

**Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica para 2009 y 2008**

	2009			2008		
	Líquidos (mmbbl)	Gas natural (bcf)	Total (mmboe)	Líquidos (mmbbl)	Gas natural (bcf)	Total (mmboe)
<b>España</b>	1	2	1	1	1	1
<b>América del Sur</b>	25	380	93	26	399	97
Trinidad y Tobago	6	277	55	7	275	56
Resto países América del Sur	19	103	38	19	124	41
<b>América del Norte</b>	8	3	9	*	*	*
<b>África</b>	15	24	19	20	21	24
<b>Asia</b>						
<b>Producción total neta</b>	<b>49</b>	<b>409</b>	<b>122</b>	<b>47</b>	<b>421</b>	<b>122</b>

**RESERVAS**

Al cierre de 2009, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.060 millones de bep, de los cuales 344 millones de bep (32%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 716 millones de bep (68%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía en 2009 fue positiva, con la incorporación de 115 millones de bep, destacando Perú (38 millones de bep), Estados Unidos (29 millones de bep) y Libia (12 millones de bep).

Las reservas de la Dirección General de Upstream de Repsol se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (41%). Un 38% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador...), el 14% en el norte de África (Argelia y Libia), el 6% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

## **INVERSIONES**

El área de negocio de Upstream invirtió en 2009 un total de 1.122 millones de euros, lo que supone un descenso del 5% respecto a los 1.184 millones de 2008. El desembolso se destinó sobre todo al desarrollo del campo Shenzi, en Estados Unidos, y a las actividades de exploración en Brasil, el Golfo de México, España y el norte de África.

## **GAS NATURAL LICUADO (GNL)**

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, transporte, comercialización y regasificación de gas natural licuado (GNL), además del negocio de generación eléctrica en España que no acomete Gas Natural SDG y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

### **RESULTADOS**

El resultado de las operaciones de la actividad de Gas Natural Licuado (GNL) en 2009 fue negativo en 61 millones de euros, frente a los 125 millones obtenidos en el ejercicio anterior. El EBITDA se cifró en 150 millones de euros (173 millones en 2008).

El año 2009 estuvo marcado por la crisis económica mundial, que se reflejó en la evolución de los precios internacionales del gas natural. Tras alcanzar mínimos a finales de 2008, éstos no se recuperaron como en el caso de los precios del petróleo y la gran divergencia entre los índices de referencia de estas dos materias primas se mantuvo a lo largo del ejercicio. La cotización media del Henry Hub, principal índice de referencia del gas natural, fue de 4 dólares/MBtu, lo que supone un descenso del 55,6% respecto a 2008. Este indicador continuó su tendencia descendente hasta bien entrado 2009, cuando alcanzó el mínimo de los últimos 7 años, con un precio de 2,5 dólares por MBtu, y cerró el ejercicio a 5,8 dólares por MBtu.

La caída de la demanda de gas coincidió con la entrada en funcionamiento de nueva capacidad de licuación –pese a la ralentización de los proyectos– y una producción creciente de gas no convencional en algunos países, como Estados Unidos, lo que agudizó el deterioro de los precios de esta materia prima.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio acumulado del pool eléctrico español fue de 37 euros/MWh en 2009, un 42,6% inferior al registrado en 2008. Este descenso respondió sobre todo a una menor demanda, la caída de los precios internacionales de las commodities y la reducción del coste de los derechos de emisiones de CO<sub>2</sub>. El volumen de contratación en el mercado diario en el sistema eléctrico español también fue inferior (238 TWh en 2009, frente a los 266 TWh de 2008).

Los resultados de los negocios que componen el área de GNL están principalmente originados en dólares americanos. La depreciación del tipo de cambio medio de esta divisa frente al euro, del 5,3% respecto al año anterior, tuvo un efecto negativo en el resultado de 2009.

## **ACTIVOS Y PROYECTOS**

El año 2009 se caracterizó principalmente por la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día, ampliable a 2.000 millones), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. La planta entró en funcionamiento en junio de 2009.

Los trabajos de construcción de Canaport LNG, así como de la terminal marítima y los gasoductos en New Brunswick (Canadá) y Maine (Estados Unidos), finalizaron exitosamente. Sólo queda pendiente para el mes de abril de 2010 la terminación del tercer tanque, que permitirá recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

Repsol comenzó en 2008 la actividad de marketing en la zona de Nueva Inglaterra y el noreste de Estados Unidos. Dichos mercados se expandieron notablemente en 2009 tras la entrada en funcionamiento de la planta. Adicionalmente, se está comercializando el gas proveniente de la actividad de exploración y producción de Repsol en el Golfo de México. En el área de GNL, Repsol viene desarrollando una política que refuerza su posición competitiva en este negocio, clave para su crecimiento a medio y largo plazo.

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

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

En Perú se está desarrollando el proyecto integrado de gas natural licuado Perú LNG, una de las principales iniciativas del Plan Estratégico 2008-2012, junto con Canaport LNG. Repsol participa desde 2005 en el proyecto con un 20% y cuenta como socios con Hunt Oil (50%), SK (20%) y Marubeni (10%).

El proyecto Perú LNG incluye la construcción y operación de una planta de licuación en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. El suministro de gas natural a la planta procederá del consorcio Camisea, también participado por Repsol.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación, prevista en más de 4,5 millones de toneladas al año. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Perú LNG tendrá una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

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

A finales de 2009, los trabajos de construcción de la parte terrestre de la planta de licuación acumulaban un grado de avance del 94%, después de progresar un 26% en el conjunto del año. El grado de progreso de las instalaciones marinas es del 99% y el gasoducto acumula un avance del 98%. Se prevé que esta planta entre en funcionamiento a mediados de 2010. En diciembre de 2007 se establecieron los acuerdos para la financiación del proyecto y el 26 de junio de 2008 se cerró la misma. El primer desembolso de la financiación externa tuvo lugar en noviembre de 2008.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG). Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 m<sup>3</sup>, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 m<sup>3</sup> y capacidad de vaporización de 800.000 Nm<sup>3</sup>/hora. BBG actúa como operador de esta planta, que cuenta con capacidad para regasificar 7 bcma, forma parte del sistema gasista español y es remunerada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a través de peajes y cánones. La planta está situada en el puerto de Bilbao. En la actualidad, se está evaluando su ampliación con la construcción de un tercer

tanque, también de 150.000 m<sup>3</sup>, y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 Nm<sup>3</sup>/hora. Durante 2009, la planta de regasificación tuvo una disponibilidad del 95% y un factor de carga superior al 60%, ambos parámetros inferiores a los de 2008, pero superiores a los de la media en España, donde el factor de carga promedio es del 52%.

Asimismo, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe y su combustible principal es el gas natural procedente de BBG. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2009 una disponibilidad del 95% y un factor de carga inferior al 62%, ambos parámetros por debajo de los de 2008.

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

Durante 2009 se llevaron a cabo adquisiciones de sísmica y se procesaron más de 2.000 km<sup>2</sup>, lo que permitió conseguir importantes avances en la estimación de los recursos. En la actualidad se están realizando gestiones y preparativos, tanto contractuales como técnicos, para el estudio de más de 2.300 km<sup>2</sup> adicionales de adquisición de sísmica para complementar el área actual sujeta a estudio.

Por otra parte, a principios de 2010 se iniciaron los preparativos para la perforación del pozo Garoupa-2, que permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo.

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. Al mismo tiempo, se han logrado significativos avances en la obtención del servicio a riesgo (Risk Service Contract) y en el respaldo legal para garantizar inversiones en otras áreas para ampliar los recursos potenciales del proyecto.

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

## **TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN DE GNL**

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de

la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 12 metaneros. Repsol comercializó en 2009, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 4,5 bcm y gestionó 60 cargamentos procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago, y con destino principal a España.

En cuanto a la flota al cierre de 2009, Repsol poseía tres metaneros bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 416.700 m<sup>3</sup>, así como un cuarto, el *Sestao-Knutsen*, que puede transportar hasta 138.000 m<sup>3</sup> de gas y cuya propiedad está compartida al 50% entre Repsol y Gas Natural SDG. La flota se amplió a principios del segundo semestre de 2009 con el nuevo metanero *Ibérica Knutsen*, que también está compartido al 50% con Gas Natural SDG.

Adicionalmente, Repsol firmó en 2007 la contratación, bajo la modalidad de time charter, de cuatro nuevos buques para el transporte de GNL, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques, que empezarán a operar en 2010, tendrán una capacidad nominal de 175.000 m<sup>3</sup> de GNL cada uno e incorporarán las últimas tecnologías existentes. Su destino principal será el transporte de las cantidades asociadas al contrato entre Repsol y Perú LNG.

## **INVERSIONES**

El área de negocio de GNL invirtió en 2009 un total de 125 millones de euros, lo que supone un descenso del 48% respecto a los 242 millones de 2008. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción de la terminal de regasificación Canaport LNG y al proyecto de licuación de Perú LNG. Este último ha sido financiado mediante aportes de capital de los socios hasta noviembre de 2008, momento en el que se produjo el primer desembolso de la financiación externa.

<b>MAGNITUDES OPERATIVAS</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009 / 2008 % variación</b>
------------------------------	-------------	-------------	--

---

**Producción neta de GNL (\*)**

(Bcma)

Trinidad y Tobago	3,6	3,8	5,5
-------------------	-----	-----	-----

(\*) Equity gas: no se incluye la producción de GNL de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia.

---

**Comercialización de GNL**

Cargamentos (nº)	65	60	(7,7)
Volumen comercializado (Bcma)	4,7	4,5	(4,2)

Factor de conversión: 1 Bcma (mil millones m³/año) = 39,68 TBtu.

## **DOWNSTREAM**

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading, refino, comercialización y transporte de crudo y productos petrolíferos, GLP y productos químicos. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente a la Dirección General de negocio de Downstream del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

## **RESULTADOS**

El resultado de las operaciones en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.022 millones de euros, lo que supone un descenso del 2,48% respecto a los 1.048 millones del ejercicio de 2008. Los factores más destacables en estos resultados son:

- Una reducción del resultado de refino del 49% respecto a 2008, motivada por la drástica caída de los márgenes internacionales, lo que también llevó a una menor ocupación de las refinerías.
- Una mejora del negocio químico, que, sin embargo, continúa con resultado negativo.
- Un buen comportamiento de los negocios de Marketing y GLP, que, no obstante, no llega a compensar la caída del refino.
- Un impacto contable de la valoración de los inventarios de 367 millones de euros en 2009, frente a los -495 millones de 2008.

Eliminando el efecto de la valoración de inventarios en los dos últimos ejercicios, el descenso habría sido del 57,5%, desde los 1.543 millones de euros de 2008 hasta los 655 millones de 2009.

## REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 770.000 barriles de petróleo/día. En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día. Asimismo, Repsol posee una participación del 30% en la refinería de Refap (Brasil), que dispone de una capacidad total de 180.000 barriles de petróleo/día (54.000 en consolidación del Grupo Repsol).

### Capacidad instalada de refino

<b>Capacidad de refino y configuración (1)</b>	<b>Destilación primaria</b>	<b>Índice de conversión (2)</b>	<b>Lubricantes</b>
	<b>(miles de barriles por día natural)</b>	<b>(%)</b>	<b>(miles de toneladas anuales)</b>
España			
Cartagena	100	-	155
La Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	180	44	-
Bilbao	220	32	-
Total Repsol (España)	770	43	265
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Brasil			
Refap	54	52	-
Total Repsol	926	41	265

(1) Información presentada de acuerdo con los criterios de consolidación: todas las refinerías reportadas en bases 100 %, excepto Refap (30 %).

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

La actividad y los resultados de la división de Refino en 2009 se vieron fuertemente influenciados por la crisis económica internacional. A pesar de revisar al alza sus previsiones en varias ocasiones durante el ejercicio, la Agencia Internacional de la Energía prevé una disminución de la demanda mundial de petróleo en 2009 del 1,5% respecto a 2008, lo que supone el segundo año consecutivo de descenso de la demanda.

Esta menor demanda provocó una reducción de la oferta de crudos pesados en el mercado, ya que los países productores recortaron su producción, maximizando la de crudos ligeros para poder compensar la reducción de ingresos. Esta menor disponibilidad de crudos pesados en el mercado llevó a un estrechamiento de los diferenciales de crudos pesados y ligeros, presionando a la baja los márgenes de refino, fundamentalmente en aquellos esquemas de alta capacidad de conversión, como los de Repsol.

La menor demanda de crudo vino motivada por la de productos petrolíferos en el entorno de crisis económica y financiera. Esta caída de la demanda fue especialmente drástica en los destilados medios, lo que debilitó notablemente los diferenciales de precio de los mismos con el crudo y acabó influyendo muy negativamente en el margen de refino. Este impacto no pudo ser compensado por la relativa fortaleza de los diferenciales de gasolinas y fuelóleos.

Las refinerías con alta capacidad de conversión, orientadas a maximizar la producción de destilados medios con procesamiento de crudos pesados –como las de Repsol– sufrieron especialmente este deterioro de márgenes durante 2009. El descenso de la demanda y la drástica reducción de márgenes de refino provocó que muchas compañías de refino, especialmente en Estados Unidos y Europa, bajasen su carga y parasen unidades a lo largo de 2009, incluso llegando al cierre total de algunas instalaciones. En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 35,1 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 12% respecto a 2008. El porcentaje medio de ocupación fue del 73,84% en España, frente al 91,9% del año anterior. Sin embargo, en Perú, el grado de ocupación fue ligeramente superior al de 2008, pasando del 75,17% al 76,72% en 2009.

El índice de margen de refino en España se situó en 2009 en 1,3 \$/bbl (1,53 ponderando por destilación), sensiblemente inferior al de 2008 (7,4 \$/bbl) debido a la debilidad de los destilados medios y al estrechamiento de los diferenciales de crudos pesados-ligeros anteriormente comentado. Los márgenes fueron especialmente bajos en el segundo semestre. En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 4,1 \$/bbl, frente a los 5,7 \$/bbl de 2008.

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones, que incrementará la capacidad de refino, aumentará el nivel de conversión y mejorará la seguridad, el medio ambiente y la eficiencia de sus instalaciones. A medio y largo plazo, la reactivación de la economía mundial, de la que ya se dieron signos positivos en 2009, y que se irá consolidando en 2010, según las previsiones de diversos organismos internacionales, garantiza la rentabilidad de los proyectos emprendidos por la compañía.

La ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena, y el proyecto de conversión en la refinería de Petronor (URF) son las piezas claves de este plan. Durante 2009 se avanzó en el desarrollo de los proyectos según los planes establecidos, lo que, en ambos casos, permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones para mediados de 2011.

En 2009, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) concedió a Petronor un préstamo de 400 millones de euros para la construcción y explotación del proyecto URF (Unidad Reductora de Fuelóleo). El primer tramo de la financiación, que asciende a 300 millones de euros, se firmó el 23 de julio.

## RIQUEZA Y EMPLEO PARA LA REGIÓN DE MURCIA

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Plan Estratégico 2008-2012. La inversión de 3.262 millones de euros convertirá este complejo en uno de los más modernos del mundo y duplicará su capacidad hasta los 220.000 barriles/día. El proyecto incluye, como unidades principales, un hidrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío, y plantas de desulfuración e hidrógeno. Durante 2009 se consiguió un gran avance en el proyecto, conforme a lo planificado. La ampliación de la refinería se percibe muy favorablemente por parte del entorno y de las administraciones, ya que es un elemento dinamizador de la Región de Murcia. En el compromiso de Repsol con esta comunidad autónoma, se ha promovido la contratación de empresas locales y el 46% de los trabajadores proceden de esta región. Unas 3.000 personas trabajan ya en las obras, que se prevé que finalicen en 2011. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte y dará empleo a más de 6.000 personas durante la construcción. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. Más del 50% de los productos del complejo serán destilados medios, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el déficit de estos productos en España.

### Origen del crudo procesado

	<u>2008</u>	<u>2009</u>
Medio Oriente	22%	22%
Norte de África	16%	16%
África occidental	12%	10%
Latinoamérica	24%	27%
Europa	26%	25%
Total	<u>100%</u>	<u>100%</u>

## Ventas de productos petrolíferos

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	(miles de toneladas) <sup>(1)(2)(3)</sup>	
<b>Ventas en Europa</b>	<b>32.970</b>	<b>36.361</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>21.169</b>	<b>23.199</b>
Productos ligeros	17.781	19.336
Otros productos	3.388	3.863
<b>Otras Ventas en el Mercado Nacional</b>	<b>6.222</b>	<b>6.926</b>
Productos ligeros	4.320	4.985
Otros productos	1.902	1.941
<b>Exportaciones</b>	<b>5.579</b>	<b>6.236</b>
Productos ligeros	1.849	1.761
Otros productos	3.730	4.475
<b>Ventas Resto del Mundo</b>	<b>6.459</b>	<b>7.502</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>1.854</b>	<b>2.981</b>
Productos ligeros	1.509	2.412
Otros productos	345	569
<b>Otras Ventas en el Mercado Nacional</b>	<b>3.406</b>	<b>3.196</b>
Productos ligeros	2.443	2.323
Otros productos	963	873
<b>Exportaciones</b>	<b>1.199</b>	<b>1.325</b>
Productos ligeros	659	421
Otros productos	540	904
<b>Ventas totales</b>	<b>39.429</b>	<b>43.863</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>23.023</b>	<b>26.180</b>
Productos ligeros	19.290	21.748
Otros productos	3.733	4.432
<b>Otras Ventas en el Mercado Nacional</b>	<b>9.628</b>	<b>10.122</b>
Productos ligeros	6.763	7.308
Otros productos	2.865	2.814
<b>Exportaciones</b>	<b>6.778</b>	<b>7.561</b>
Productos ligeros	2.508	2.182
Otros productos	4.270	5.379

(1) La información de 2007 incluye Ecuador, Chile y Brasil. En diciembre de 2007 se vendió el negocio de Marketing en Chile; en junio 2008 se vendió el negocio de marketing Ecuador. Por lo tanto, los datos de 2008 no incluyen Chile, e incluyen Ecuador hasta junio. En diciembre de 2008 se vendió el negocio de marketing de Brasil; así pues, los datos de 2009 no incluyen marketing Brasil.

(2) Otras Ventas en el Mercado Nacional incluye ventas a operadores y bunker.

(3) Exportaciones: expresadas desde el país de origen

## MARKETING

A través de una estrategia plurimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente la Dirección General de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos mediante su amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales de productos petrolíferos (sin incluir GLP) disminuyeron un 10,1% en 2009 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 39.429 miles de toneladas. Este descenso se debió a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España.

En Europa se produjo un descenso del 9,3% y en el resto del mundo, del 13,9%. En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 8%, mientras que en el resto de países lo hicieron un 22,3% debido a la venta de los negocios de marketing en Brasil y Ecuador.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando un importante incremento de resultados a la división de Downstream que compensan, parcialmente, la disminución en el refino. Durante 2009 se aplicó con éxito una estricta política de control de riesgo de crédito que tuvo su reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

A finales de 2009, Repsol contaba con 4.428 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.603 puntos de venta, de los cuales el 74% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia (un total de 927 estaciones de servicio). En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (426), Italia (157) y Perú (242).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2009 eran los siguientes:

<b>Puntos de venta</b>	<b>Controladas por Repsol <sup>(1)</sup></b>	<b>Abanderadas <sup>(2)</sup></b>	<b>Total</b>
España.....	2.656	947	3.603
Perú .....	118	124	242
Portugal .....	267	159	426
Italia .....	49	108	157
<b>Total.....</b>	<b>3.090</b>	<b>1.338</b>	<b>4.428</b>

- (1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otros tipos de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.
- (2) El término “abanderadas” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En España, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol continuó implantando en 2009 los compromisos adquiridos con la UE en 2006, entre los que destaca la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, sean arrendatarios de estaciones de servicio.

La preocupación por el medio ambiente forma parte de la política y de la estrategia de la compañía, que aúna todos sus esfuerzos para desarrollar productos respetuosos con el entorno y de avanzada tecnología. Repsol ha coordinado el Proyecto de Investigación para el Impulso del Biodiésel en España (PIIBE). Con una duración de 4 años y 23 millones de euros de presupuesto, esta iniciativa ha contado con la participación de 15 empresas de diferentes sectores de la industria española y 23 centros de I+D, lo que ha permitido situar a España en la vanguardia de la investigación, el desarrollo y la innovación en el ámbito del biodiésel.

Dentro de la apuesta de Repsol por el respeto al medio ambiente y la tecnología, también destacan los acuerdos con el Ente Vasco de la Energía para crear una

red de recarga de vehículos eléctricos y el convenio marco de colaboración con el Ayuntamiento de Madrid para el desarrollo del uso de Autogas (gas licuado del petróleo para automoción).

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes, que a finales de 2009 ascendían a 237 empleados en el área de Marketing, lo que supone un 3,5% de la plantilla. En 2009 se redoblaron los esfuerzos para extender este compromiso a la red abanderada, gestionada por terceros vinculados con Repsol, al tiempo que se organizaron varios cursos de formación con la colaboración de diversos ayuntamientos para avanzar en el camino de la integración de este colectivo. Repsol recibió en 2009 el VIII Premio Fundación Empresa y Sociedad en la modalidad Discapacidad por trabajar de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes desde 2005.

En julio de 2009, la Comisión Nacional de Competencia (CNC) sancionó a Repsol, Cepsa y BP por fijación indirecta de precios en sus redes vinculadas. La multa a Repsol se cuantificó en 5 millones de euros. La compañía ha presentado dos recursos contra esta resolución de la CNC, uno de ellos por considerar que se han conculcado derechos fundamentales durante la tramitación del expediente. Repsol considera que su conducta es conforme a las normas de competencia, tanto españolas como de la UE, y está convencida de que los recursos presentados le darán la razón.

## **GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)**

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Está presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2009 ascendieron a 2.993 miles de toneladas, lo que supone una disminución del 7,1% respecto a 2008. Las ventas totales en España descendieron un 5,8% en comparación con el anterior ejercicio. En

este último país, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 243 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en 2009, las ventas a granel representaron el 19%.

<b>Volumen de ventas de GLP</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
	<b>(miles de toneladas)</b>	
España	1.489	1.623
Latinoamérica	1.316	1.360
Argentina	303	326
Bolivia	10	22
Chile	200	193
Perú	411	408
Ecuador	372	390
Otros <sup>(1)</sup>	20	21
Resto del mundo	187	240
<b>Total</b>	<b>2.993</b>	<b>3.223</b>
Volumen de ventas de GLP		
Envasado	1.770	1.897
A granel, canalizado y otros (2)	1.222	1.326
<b>Total</b>	<b>2.993</b>	<b>3.223</b>

(1) Brasil

(2) Incluye ventas al mercado de autogas, de operadores de GLP y otros.

Los márgenes comerciales del GLP en 2009 fueron inferiores a los del año anterior, aunque estuvieron por encima de los de ejercicios anteriores gracias al efecto inducido por el rápido descenso de los precios del crudo en el segundo semestre de 2008. Además, el 30 de septiembre, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicó una orden que modifica el sistema de determinación de los precios del GLP envasado. En la nueva fórmula, el precio que se debe aplicar en el siguiente trimestre dependerá en un 25% de los precios internacionales del trimestre que finaliza y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009 y, caso de mantenimiento o crecimiento de los precios internacionales, lo tendrá también en años posteriores.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2009 alcanzó unas ventas de 172.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 303.000 toneladas.

En febrero de 2009 se vendió la sociedad National Gaz –hasta entonces, 100% propiedad de Repsol Butano S.A.–, con lo que, a partir de ese mes, se abandonaron las actividades de comercialización de GLP en Marruecos.

<b>MAGNITUDES OPERATIVAS</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009/2008 % variación</b>
<b>Materias procesadas</b>			
<i>(Millones de toneladas)</i>			
Crudo	40,1	35,1	(12,4)
Otras cargas y materias primas	5,2	6,4	22,7
<b>TOTAL</b>	<b>45,3</b>	<b>41,5</b>	<b>(8,4)</b>
<b>Producción</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Destilados medios	20.512	18.922	(7,8)
Gasolinas	7.424	7.090	(4,5)
Fuelóleos	7.361	6.230	(15,4)
GLP	1.060	956	(9,8)
Asfaltos	1.576	1.768	12,2
Lubricantes	212	103	(51,3)
Otros (sin petroquímica)	1.837	1.552	(15,5)
<b>TOTAL</b>	<b>39.982</b>	<b>36.621</b>	<b>(8,4)</b>
<b>Ventas de productos petrolíferos</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Gasóleos / Keroseno	24.242	21.987	(9,3)
Gasolinas	6.996	6.574	(6)
Fuelóleos	7.280	6.127	(15,8)
GLP	3.223	2.993	(7,2)
Resto	5.345	4.741	(11,3)
<b>TOTAL</b>	<b>47.086</b>	<b>42.422</b>	<b>(9,9)</b>
<b>Ventas por zonas</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	38.183	34.646	(9,3)
Resto del mundo	8.903	7.775	(12,7)
<b>TOTAL</b>	<b>47.086</b>	<b>42.422</b>	<b>(9,9)</b>

## QUÍMICA

El resultado de las operaciones continuadas de la actividad química, adscrita a la división de Downstream, fue negativo en 223 millones de euros, frente a los 352 millones negativos de 2008. Este resultado se debió a la caída generalizada de la demanda como consecuencia de la grave crisis que viene afectando al sector desde mediados de 2008, especialmente en segmentos donde se concentra un volumen importante de la actividad. Esto provocó tanto las bajas utilidades de las plantas industriales como el deterioro de los márgenes y la disminución de ventas, impactando negativamente en las

cuentas de resultados de las empresas químicas y también en el negocio químico de Repsol.

Las ventas a terceros en 2009 se cifraron en 2,3 millones de toneladas, frente a los 2,6 millones de toneladas de 2008, lo que supone un descenso del 11,4%. En esta coyuntura, Repsol tomó en 2009 una serie de medidas de choque, como un plan agresivo de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción de las plantas; y el retraso, a la espera de un entorno más favorable, del proyecto de ampliación del complejo de Sines (Portugal), que fue aprobado en junio de 2008 y cuyo aplazamiento se acordó en febrero de 2009.

Adicionalmente, durante 2009 se llevaron a cabo los trabajos de ampliación del cracker de Tarragona, con lo que se prevé alcanzar una producción de 702.000 toneladas de etileno a principios de 2010.

<b>MAGNITUDES OPERATIVAS</b> <b>(Química)</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009/2008</b> <b>% variación</b>
<b>Capacidad</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	2.679	2.679	0,0
Petroquímica derivada	2.927	2.933	0,2
<b>TOTAL</b>	<b>5.606</b>	<b>5.612</b>	<b>0,1</b>
<b>Ventas por productos</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	629	567	(9,8)
Petroquímica derivada	1.973	1.739	(11,9)
<b>TOTAL</b>	<b>2.602</b>	<b>2.306</b>	<b>(11,4)</b>
<b>Ventas por mercados</b>			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	2.348	2.000	(14,8)
Resto del mundo	254	306	20,5
<b>TOTAL</b>	<b>2.602</b>	<b>2.306</b>	<b>(11,4)</b>

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2009.

<b>CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN</b>	<b>Total (miles de toneladas)</b>
<b>Productos petroquímicos básicos</b>	
Etileno .....	1.320
Propileno .....	867
Butadieno .....	202
Benceno .....	290
<b>Derivados petroquímicos</b>	
Poliolefinas	
Polietileno <sup>(1)</sup> .....	875
Polipropileno .....	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero .....	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato .....	166
Caucho <sup>(2)</sup> .....	115
Otros <sup>(3)</sup> .....	69

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

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

(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

## INVERSIONES

En el área de Downstream, las inversiones ascendieron a 1.649 millones de euros, frente a los 1.545 millones del ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 6,7%. La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino en curso, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como a seguridad y medio ambiente.

## **YPF**

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales desde un punto de vista independiente. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

## **RESULTADOS**

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.021 millones de euros en 2009, lo que representa un descenso del 12% respecto a los 1.159 millones del ejercicio anterior. Esta disminución responde fundamentalmente a la crisis internacional, que provocó una reducción de la demanda en el mercado argentino y de las exportaciones, y una reducción de los ingresos procedentes de aquellos productos cuyo precio está relacionado con la cotización internacional del crudo, que incluyen tanto las exportaciones como ciertos productos vendidos en Argentina.

Las inversiones de YPF en 2009 alcanzaron los 956 millones de euros, frente a los 1.508 millones del ejercicio anterior. Cerca del 71% de este desembolso se destinó en 2009 a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos.

La producción promedio anual de YPF fue de aproximadamente 572.300 barriles equivalentes de petróleo al día, frente a los 619.000 de 2008, lo que representa una disminución del 8%. Al igual que en 2008, la producción se vio afectada por diversos conflictos gremiales que impidieron alcanzar los niveles máximos de producción. También influyó el descenso de la demanda de gas y el declive natural de los campos, dada su madurez. Sin tener en cuenta los paros, la producción promedio anual hubiese alcanzado los 585.000 barriles equivalentes de petróleo al día.

La implementación de políticas de contención de costes durante el ejercicio permitió detener la inercia al alza de los mismos en los últimos años del orden del 25% y conseguir un descenso cercano al 12% respecto a 2008, lo que supuso un ahorro aproximado de 287 millones de euros.

Los precios internacionales, que en el último trimestre de 2008 registraron una caída pronunciada, se mantuvieron bajos en el primer semestre de 2009, lo que impactó tanto en los precios de ciertos productos en el mercado argentino como en los del exterior. En la segunda mitad del ejercicio se produjo una gradual mejora.

En 2009 tuvo lugar una disminución de la demanda de productos, excepto en las gasolinas destinadas al mercado argentino, como consecuencia fundamentalmente de la crisis internacional, que se dejó notar en la economía local, y de la sequía, que afectó fuertemente al sector agropecuario.

A finales del ejercicio, en presencia de la presidenta de Argentina, Cristina Fernández de Kirchner, y de gobernadores, ministros, intendentes, empresarios y representantes gremiales, el consejero delegado de YPF, Sebastián Eskenazi, presentó el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, cuya meta principal es obtener información de la totalidad de los bloques exploratorios que aún no han sido asignados por el gobierno argentino o las provincias a ninguna compañía y que podrían contener reservas de petróleo y gas. A través de este programa se plantea también la mejora del factor de recuperación de petróleo por aplicación de nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de gas no convencional, como tight gas y shale gas.

Por otro lado, en el primer semestre del año se efectuó la mudanza a la Torre de Puerto Madero, en Buenos Aires, un proceso impecable que logró mejorar la comunicación interpersonal y la línea de trabajo productivo de más de 2.000 personas.

## EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El resultado de explotación de la actividad de exploración y producción de YPF se situó en 795 millones de euros, lo que representa un incremento del 81% respecto al ejercicio anterior. Este aumento se logró gracias a la disminución de los gastos y a los incentivos logrados a través del Programa Petróleo Plus, implementado por la Administración argentina. Los esfuerzos exigidos por dicho programa permitieron continuar con el compromiso asociado de satisfacer los requerimientos de la demanda, que aportó aproximadamente 165 millones de euros al resultado.

En el marco de otro programa de incentivo, esta vez a la producción de gas no convencional, conocido como Gas Plus, YPF obtuvo la aprobación de los proyectos “Formación Lajas Tight Gas” y “Piedras Negras”. En las áreas en asociación, se consiguió la aprobación de proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y Lindero Atravesado.

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2009 fue de 209 millones de barriles equivalentes de petróleo –un 8% inferior a la de 2008–, de los cuales 111 millones eran líquidos y el resto, gas. Los paros gremiales y la menor demanda de gas en el último tercio del año recortaron la producción en 7,5 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Al cierre de 2009, las reservas probadas de YPF, estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.024 millones de bep, de los cuales 539 millones de bep (53%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 485 millones de bep (47%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía en 2009 fue positiva, con la incorporación de 90 millones de barriles equivalentes de petróleo. Las reservas de YPF suponen el 49% del total del Grupo Repsol YPF.

La actividad exploratoria de YPF en Argentina tuvo dos grandes focos en 2009:

#### ► Offshore

Finalizó la campaña de exploración del offshore somero con la perforación de tres pozos en la cuenca del Golfo de San Jorge (bloque M-1) y de otros tantos en la cuenca Austral (bloque E2). Todos ellos fueron abandonados por ser improductivos o no rentables. En aguas profundas se avanzó en la planificación de los dos proyectos que la compañía tiene en cartera: el Proyecto Malvinas, ubicado en los bloques CAA 40 y CAA 46; y el Proyecto Colorado Marina, en el bloque E1.

#### ► Onshore

#### Áreas tradicionales

**Gas No Convencional:** se perforó el primer pozo en Argentina con el objetivo de shale gas en la concesión de Loma La Lata, Piloto Shale Gas x-2.

**Quintuco:** se desarrolló un nuevo concepto exploratorio en áreas tradicionales con el objetivo de encontrar petróleo en la formación Quintuco, donde se perforaron dos pozos en 2009: el primero, La Caverna x-1, situado en el bloque Bandurria, donde YPF participa con un 54,54%, que resultó productivo; y el segundo, La Dolina x-1, ubicado en el área de concesión de Loma La Lata (propiedad 100% de YPF), que resultó descubridor y que se encuentra en evaluación. Adicionalmente, el pozo Piloto Shale Gas x-2, que estaba en curso en enero de 2010, resultó descubridor en la formación Quintuco.

#### Áreas de frontera

YPF completó el programa de registro sísmico en los bloques exploratorios Tamberías (San Juan) y Río Barrancas (Neuquén); y el de procesamiento sísmico en los bloques Gan Gan y CGSJ-VA (Chubut).

De los 8 sondeos operados por YPF en 2009, se realizaron 3 descubrimientos de petróleo, ubicados en la cuenca Neuquina (La Caverna x-1, La Dolina x-1 y Piloto Shale Gas x-2). La inversión total en exploración ascendió aproximadamente a 101 millones de euros.

En el área internacional, YPF resultó adjudicataria de dos bloques exploratorios en la cuenca de Punta del Este (bloques 3 y 5), en asociación con la filial uruguaya del grupo brasileño Petrobras y la petrolera portuguesa Galp. En dicho consorcio, YPF controla el 40%, mientras que Petrobras posee otro 40% y Galp, un 20%. En el bloque Georgetown Offshore Guayana, en el que YPF Guayana participa con un 30%, se completó la adquisición de 1.850 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

Como nuevo negocio, destacó en 2009 la firma del acuerdo con Pampa Energía, a partir del cual este grupo asume el compromiso de inversión a cambio de un porcentaje de la producción resultante, a su cuenta y riesgo, en el campo Rincón del Mangrullo.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 537 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión de 519 millones de euros. Se logró una reducción en el coste por pozo del 30% gracias a los avances logrados en las cuatro etapas de construcción de los mismos. Los tiempos operativos de perforación y terminación de pozos se redujeron un 20% respecto al año 2008, con lo que la mejora acumulada desde 2007 supera el 30%. Esta eficiencia de tiempos, junto con el ahorro de costes en las distintas etapas del proceso, permitió incrementar la actividad un 5%.

YPF continuó los estudios de desarrollo integral de los yacimientos más importantes para aumentar significativamente el factor de recobro. Adicionalmente, fruto del trabajo realizado en los últimos años para rejuvenecer campos maduros e identificar nuevas oportunidades, las reservas probadas incorporadas de YPF, en Argentina y otros países, ascendieron a 90 millones de barriles equivalentes de petróleo en 2009.

En la cuenca del Golfo de San Jorge, hay que destacar los resultados obtenidos en los yacimientos Barranca Baya, Manantiales Behr y Lomas del Cuy, donde proyectos de perforación y adecuación de secundaria permitieron revitalizar estos campos.

La actividad en Maurek, en especial en el yacimiento Cañadón Vasco y Cerro Piedra Guadal Norte, también ayudó a la incorporación de reservas probadas. Esta área superará el 100% de índice de reposición de reservas probadas, lo que constituye un importante logro para una cuenca que fue descubierta hace más de 100 años.

En la cuenca Neuquina se continuó con el proyecto piloto de tight gas, en el que una parte de las reservas descubiertas ya ha sido clasificada como reserva probada. La mayor parte del gas contenido en estas arenas se ha categorizado como recurso contingente, a la espera de condiciones económicas favorables. En Argentina se han logrado clasificar como recursos contingentes un total de 512,4 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Los cambios en el esquema de explotación de campos en Chihuido La Salina y la ampliación de la recuperación secundaria en Aguada Toledo Sierra Barrosa son otros aspectos reseñables del ejercicio. En el campo El Medanita se inició una prueba piloto de inyección de agua que está arrojando resultados alentadores, lo que supondría el renacimiento de un campo que ha estado varios años inactivo.

En 2009 también se siguió con el plan de extensión de las concesiones en la provincia de Neuquén por diez años (2017-2027) en áreas asociadas, lo que permitió extender los permisos en los yacimientos Aguada Pichana, San Roque y Lindero Atravesado.

Las ventas de gas natural de YPF en 2009 se cifraron en 14,9 millones de m<sup>3</sup>, lo que representa un descenso aproximado del 10% respecto a los volúmenes comercializados en 2008. La disminución de las ventas se notó sobre todo en

los segmentos de distribuidores e industrias. En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó en el 37%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía disminuyó un 7,5% en 2009, aunque en el segmento de usinas se acordó con la Secretaría de Energía un incremento de precios del 17% respecto al año 2008.

Dentro del programa impulsado por el Gobierno argentino, se operó un barco regasificador de GNL, con lo que se incorporaron al sistema un promedio de 5,6 millones de m<sup>3</sup>/día de gas (una cantidad un 40% superior a la del ejercicio anterior) y se inyectaron a la red 800 millones de m<sup>3</sup> que se utilizaron sobre todo para satisfacer las necesidades de demanda durante el invierno.

Asimismo, en el marco del programa de apoyo al Gobierno argentino, YPF construyó en invierno de 2008 en Buenos Aires la mayor planta de propano-aire del mundo, con una capacidad de abastecimiento de 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día. Esta instalación entró en operación en octubre de 2009 y tiene como objetivo contribuir al suministro de gas durante los picos de demanda invernales en la capital argentina.

## **REFINO, LOGÍSTICA Y MARKETING**

Las refinerías de YPF procesaron 17,6 millones de metros cúbicos de crudo, lo que supone un descenso del 6% en comparación con 2008. Esta disminución se debió principalmente a la menor demanda de gasóleo y a reiterados conflictos gremiales que afectaron a la producción de crudo y a la actividad de ductos y buques, y por tanto, al abastecimiento de las refinerías. Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2009 se mantuvo una utilización casi plena de la capacidad instalada de refino gracias a los planes de confiabilidad operativa que se están ejecutando y que permiten alargar los ciclos de mantenimiento de las unidades. Asimismo, se realizaron paradas de mantenimiento programadas en las dos refinerías más grandes. Para reducir al máximo los tiempos de las mismas, se agrupó por primera vez en refinería La Plata la parada de la unidad de destilación atmosférica y de la unidad de destilación de vacío y de

coquización retardada. Esto, unido a una correcta planificación en el manejo de los crudos y productos, permitió minimizar el impacto de las paradas sobre las producciones.

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3,3 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 10% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años. Además, aumentó la calidad de las gasolinas producidas y se pudo satisfacer la creciente demanda del mercado argentino gracias al aprovechamiento de las sinergias con las plantas del complejo químico Ensenada.

Las tres refinerías de YPF, La Plata, Plaza Huincul y Luján de Cuyo, aumentaron en conjunto un 2,5% los rendimientos de gasolinas y gasóleos respecto al ejercicio anterior con la puesta en marcha de la remodelación de la unidad de craqueo catalítico (FCCB) de la primera de estas instalaciones y de otras mejoras operativas. La importación de gasóleo disminuyó significativamente con la aplicación de estas medidas, a las que se sumó una menor demanda de este producto en Argentina.

En 2009 se concretó en la refinería La Plata, por primera vez, la producción de 3.000 m<sup>3</sup> de gasóleo con un contenido de azufre inferior a 50 partes por millón (ppm), lo que permitió evitar parcialmente la importación de dicho producto. A partir de octubre se incrementó la comercialización de corrientes pesadas de mayor valor añadido, como IFO (bunker naval).

La actividad logística aumentó en 2009 respecto al año anterior. Se obtuvieron altos niveles de ocupación en el transporte por carretera, así como en el uso de ductos, terminales y puertos. Dentro del compromiso con el desarrollo del país, YPF y Argentina Consorcio de Cooperación Naviero (Naviera Sur Petrolera S.A. y National Shipping S.A.) presentaron la barcaza *Argentina VI*, una embarcación fluvial para el transporte de hidrocarburos construida íntegramente en Argentina, y el remolcador *Barranqueras I*, todo ello dentro del convenio firmado hasta el año 2013 para recuperar la construcción nacional de embarcaciones fluviales para el transporte de hidrocarburos.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 170 millones de euros en 2009 y se mantuvieron en línea con el desembolso del ejercicio anterior. Dicha cantidad se destinó sobre todo a la adecuación de las plantas para la incorporación de FAME (mezcla metílica de ácidos grasos) y etanol a los combustibles, de acuerdo con la regulación vigente para el año 2010. También se avanzó en la instalación de un nuevo horno en el Topping III de la refinería de Luján de Cuyo para incrementar la eficiencia energética y se pusieron en marcha otros proyectos, como el hidrotreamiento de gasóleo en las refinerías de La Plata y Luján de Cuyo, y de gasolina en esta última instalación, para el cumplimiento de especificaciones de calidad; y el aumento de la capacidad del oleoducto Puesto Hernández-Luján de Cuyo para mejorar el abastecimiento de dicha refinería.

Además, hay que destacar la participación de YPF en el Programa Refino Plus, que incentiva el incremento en la producción de combustibles mediante el reconocimiento de beneficios que deben aplicarse a obligaciones fiscales. Esta participación se concretó en proyectos de inversión que tienen por objeto aumentar la oferta de gasóleo y gasolina grado.

A finales de 2009, YPF contaba con 1.632 estaciones de servicio, de las cuales gestionaba directamente 168. Durante el ejercicio se empezó a aplicar la nueva imagen en los puntos de venta con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalismo.

Los precios en el mercado doméstico fueron adaptándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes.

YPF empezó a comercializar en 2009 un nuevo combustible, el YPF D. Eurodiesel, lo que convirtió a la compañía en la primera en sacar al mercado un combustible de bajo contenido en azufre (menos de 50 partes por millón), el recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV.

Según lo estipulado por la ley 26093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con un 5% de volumen de bioetanol y gasóleo con un 5% de volumen de biodiesel (FAME). Para tal fin, durante 2009 se implementó el programa Agua Cero para adecuar las instalaciones de la red de estaciones de servicio y clientes finales a la recepción de estas mezclas.

En julio de 2009 se inauguró en la localidad de San Antonio de Areco (Provincia de Buenos Aires) el primer centro YPF Directo, en el que se ofrecen en un mismo lugar todos los productos agrícolas e industriales. Como hito curioso, se construyó en Jujuy la estación de servicio Paso de Jama, que se encuentra a más de 4.000 metros sobre el nivel del mar.

La venta de asfaltos en Argentina alcanzó en 2009 un volumen anual récord de 235.000 toneladas, con una cuota de mercado histórica del 59% en el mes de julio.

Las áreas de refino, logística y marketing obtuvieron un resultado de 218 millones de euros en 2009, mientras que las inversiones en este ámbito ascendieron a 178 millones de euros.

## **QUÍMICA**

El resultado operativo del negocio químico fue de 92 millones de euros, lo que supone un descenso del 42% en comparación con el récord obtenido en 2008. Esta disminución se explica fundamentalmente por los efectos de la crisis económica, que influyó con fuerza en la demanda local, regional y global de los principales productos petroquímicos y fertilizantes. Durante el primer trimestre, incluso se tuvo que interrumpir temporalmente la actividad de las unidades de metanol, anhídrido maleico, alquilbenceno lineal (LAB), ciclohexano y solventes.

Desde la perspectiva comercial del negocio químico, se mejoró notablemente el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 75% respecto al año 2008, como alternativa a la contracción del mercado exterior. Además, se desarrollaron mercados alternativos para refinado parafínico.

Se adjudicó el proyecto de Reformado Catalítico Continuo (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrotreamiento de gasolinas y gasóleos en refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

## **GAS NATURAL SDG**

Repsol controla el 30% de Gas Natural SDG. Teniendo en cuenta esta participación, Gas Natural SDG aportó a Repsol un resultado de explotación de 748 millones de euros en 2009, lo que supone un incremento del 34,8% respecto al ejercicio anterior. El EBITDA del ejercicio alcanzó los 1.232 millones de euros, frente a los 848 millones de euros de 2008, lo que representa un alza del 45,3% que responde, en gran parte, a la incorporación de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009.

Estos resultados se dieron en un contexto de contracción de la demanda energética y de significativos niveles de volatilidad de los precios energéticos, de los mercados de divisas y financieros. Por el contrario, se registró un crecimiento de los resultados provenientes de las actividades reguladas y se mejoraron los niveles de eficiencia en la gestión de la cartera global. Los resultados obtenidos en este escenario ponen en valor el modelo de negocio de Gas Natural SDG, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico. A través de su participación del 30% en Gas Natural SDG, Repsol participa en toda la cadena de valor del gas, desde el aprovisionamiento hasta la distribución y comercialización, un negocio al que se ha sumado la electricidad tras la compra de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG.

Desde el 30 de abril de 2009 se consolidan por integración global Unión Fenosa, S.A. y sociedades dependientes. En consecuencia, la cuenta de resultados consolidada incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde esa fecha. En septiembre de 2009 concluyó el proceso de fusión de Gas Natural SDG, S.A. con Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. tras la admisión a cotización de las acciones emitidas en canje para los accionistas de Unión Fenosa, S.A., dejando esta última sociedad de cotizar en el Mercado Continuo.

## **Distribución de gas en España**

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa el suministro de gas a tarifa hasta el 30 de junio de 2008 y los servicios de acceso de terceros a la red, tanto de distribución de gas como de transporte secundario, se situaron en 229.585 GWh, lo que supone un descenso del 15%. Esta disminución tiene en cuenta regularizaciones por cese de actividad en el mercado residencial. Los servicios de distribución y transporte secundario para el acceso de terceros a la red descendieron un 10,3% debido a la menor actividad industrial y alcanzaron los 229.559 GWh. De éstos, 91.862 GWh (-22,5%) corresponden a servicios realizados para terceros y el resto, 137.697 GWh (+0,3%), a la comercialización de Gas Natural SDG como principal operador en el mercado liberalizado de gas.

Gas Natural SDG continúa con la expansión de su red de distribución, que alcanzaba los 47.597 kilómetros a 31 de diciembre de 2009. Sin contar el efecto de las desinversiones en Cantabria y Murcia, se alcanzarían los 50.697 kilómetros y 33 nuevos municipios en 2009. El número de puntos de suministro alcanzó al cierre del ejercicio los 5.698.000, una vez descontadas estas desinversiones. Se incrementó en 101.000 puntos de suministro en los últimos doce meses, un 37,3% inferior al mismo período del año anterior, fundamentalmente por el menor volumen de construcción de nuevas viviendas y por el efecto de las desinversiones en Cantabria y Murcia.

A 31 de diciembre de 2009, se materializó la venta de los activos de distribución de gas en baja presión en la Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, que engloban 2.611 kilómetros de redes de distribución en baja presión y 256.000 puntos de suministro, que suponen 3.500 GWh anuales de gas; la mayor parte de las redes distribución de alta presión en el Principado de Asturias, Cantabria y el País Vasco, con un total de 489 kilómetros de redes, que vehiculan 7.500 GWh anuales de gas; así como la actividad de comercialización doméstica y de pequeñas y medianas empresas de gas, electricidad y servicios en dichas comunidades, que suman aproximadamente 210.000 clientes de gas, 4.000 de electricidad y 67.000 contratos de servicios energéticos. El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural

SDG acordó la venta de 504.000 puntos de suministro y aproximadamente 400.000 clientes de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades competentes esperando su cumplimiento en el primer semestre de 2010.

### **Distribución de gas en Italia y Latinoamérica**

El 3 de julio de 2008, Gas Natural SDG adquirió el grupo de distribución de gas Pitta Costruzioni, que opera en la región de Puglia, en el sur de Italia. El grupo comprado tiene una licencia para distribuir gas natural en 11 municipios, donde cuenta con 15.000 clientes y una red de distribución de 393 kilómetros. Tras completar esta operación, Gas Natural SDG ha ampliado su área de distribución en Italia y alcanza los 187 municipios de 8 regiones: Molise, Abruzzo, Puglia, Calabria, Sicilia, Basilicata, Campania y Lazio. En Italia, Gas Natural SDG alcanzó la cifra de 414.125 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, tras incorporar 23.033 nuevos puntos de suministro en 2009. La actividad de distribución de gas se situó en 3.495 GWh, con un aumento del 19,2% respecto a 2008.

En Latinoamérica, la actividad de distribución de gas tiene lugar en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2009 se alcanzó la cifra de 5,42 millones de puntos de suministro de distribución de gas en esta región. Durante el ejercicio se mantuvieron las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 169.164 puntos de suministro, sobre todo en Colombia, donde se registró un aumento de 105.197 puntos y se superaron los 2 millones de clientes. Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red, se cifraron en 169.612 GWh, con una reducción del 18,6% respecto a las ventas registradas en el ejercicio anterior. Este descenso generalizado se produjo básicamente en los mercados de generación eléctrica e industrial. La red de distribución se incrementó en 1.119 kilómetros en 2009, hasta alcanzar los 62.315 kilómetros, lo que supone un crecimiento del 1,8%.

## **Distribución de electricidad**

En España, este negocio de Gas Natural SDG incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. El 1 de julio de 2009 dejó de existir la denominada tarifa integral con la creación de las comercializadoras de último recurso, por lo que desde esa fecha no se realizan ventas de electricidad. La demanda de energía en los mercados asociados a la red de distribución presenta un comportamiento similar al registrado a nivel nacional, con una disminución del consumo, lo que pone de manifiesto la correlación del consumo eléctrico con la actividad económica.

El negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país.

En Latinoamérica, corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las ventas de la actividad de electricidad alcanzaron los 12.054 GWh en 2009, mientras que la cifra de clientes superó los 4,1 millones, con especial relevancia en Colombia.

## **Producción de electricidad**

La demanda eléctrica en España sufrió una importante caída como consecuencia de la recesión económica, sobre todo la de la actividad industrial. La demanda peninsular en 2009 (251.509 GWh) fue un 4,5% inferior a la de 2008. La producción eléctrica peninsular de Gas Natural SDG se situó en 28.728 GWh, lo que representa un incremento del 57,4% debido a la incorporación de Unión Fenosa. De esa cifra, 26.694 GWh correspondieron a la generación en Régimen Ordinario (+30%). La generación en Régimen Especial, que alcanzó la cifra de 2.034 GWh, aumentó un 124,8%.

La producción hidráulica alcanzó los 1.849 GWh como consecuencia de las características hidrológicas de 2009. La producción nuclear fue de 2.908 GWh.

En cuanto a la térmica, por la menor demanda y el crecimiento del Régimen Especial, se redujo la producción con carbón. La generación de electricidad con ciclos combinados se cifró en 21.192 GWh, lo que supone un crecimiento del 22,2% que se debe a la incorporación de Unión Fenosa.

La comercialización de electricidad incluye la comercialización en mercado liberalizado, la comercialización de último recurso y el suministro previo a tarifa. Las ventas al mercado liberalizado alcanzaron una cuota de comercialización del 16,6%. Respecto a la comercialización de último recurso, en vigor desde el 1 de julio de 2009, las ventas se situaron en 6.452 GWh, y en 9.857 GWh el suministro previo a tarifa.

En cuanto a México, Gas Natural SDG dispone de centrales de ciclo combinado con una potencia conjunta de 3.803 MW, además de un gasoducto de 54 kilómetros de longitud. La energía generada en 2009 fue de 20.921 GWh, lo que supone un aumento que responde a la incorporación de las centrales de Unión Fenosa. Continúa la construcción de la central de ciclo combinado de Norte, en el estado de Durango, con un grado de avance del proyecto del 97,4%, de acuerdo con la planificación programada. Esta central de 450 MW se adjudicó el 6 de marzo de 2007 y tiene prevista su entrada en operación comercial en el primer trimestre de 2010.

El 24 de diciembre de 2009, Gas Natural SDG alcanzó un acuerdo con Mitsui & Co., LTd y Tokio Gas Co., Ltd para la desinversión de parte de su negocio de generación de electricidad en México. Esta operación, que está pendiente de la aprobación por parte de las autoridades mexicanas y se prevé materializar en el primer semestre de 2010, supone desprenderse de 2.233 MW de capacidad instalada.

Gas Natural SDG también cuenta con activos de generación de electricidad en Puerto Rico, Costa Rica, Panamá, República Dominicana y Kenia, donde la energía generada durante el año se cifró en 4.476 GWh. La producción en la central de Puerto Rico disminuyó un 8%, mientras que en la República Dominicana, Kenia, Costa Rica y Panamá aumentó gracias principalmente a la

finalización de la construcción de la ampliación de la central existente de 58 MW de capacidad instalada en Kenia, que entró en operación comercial en el tercer trimestre de 2009, y a la entrada en operación comercial de la central hidráulica de Algarrobos, en Panamá, durante el segundo semestre de 2009.

El pasado 9 de diciembre de 2009 se materializó la venta de Empresa de Energía de Pacífico S.A. ESP. (EPSA). Todas las magnitudes económicas han sido reclasificadas como actividades interrumpidas y no se incluyen en esta información.

### **Proyectos de regasificación**

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 109.230 GWh, con un descenso del 18,2%. De esta cifra, 80.525 GWh fueron transportados para Gas Natural SDG a través de la sociedad Sagane y 28.705 GWh para Portugal y Marruecos. La menor demanda energética en la Península Ibérica, junto a la optimización del balance de oferta-demanda de la compañía, dio lugar a un menor volumen de gas transportado y, consecuentemente, a un menor nivel de utilización del gasoducto Magreb-Europa.

En cuanto a los proyectos de desarrollo de dos terminales de regasificación en Italia (Trieste-Zaule y Taranto), se continúa avanzando en la tramitación y aprobación de los diferentes permisos necesarios.

La comercialización de Gas Natural SDG en el mercado liberalizado alcanzó los 182.299 GWh, con un descenso del 19,3% respecto al ejercicio anterior debido a un menor consumo de gas para la generación de electricidad en ciclos combinados como consecuencia de la disminución de la demanda energética, los bajos precios del pool y el descenso de la actividad económica.

### **Adquisición de Unión Fenosa**

El 11 de febrero de 2009, la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) autorizó la adquisición de Unión Fenosa, S.A. sujeta a los compromisos presentados por Gas Natural SDG, que incluían la desinversión de 600.000

puntos de distribución de gas y aproximadamente 600.000 clientes conectados a dichas redes, 2.000 MW de generación con ciclos combinados en funcionamiento en España y la participación en Enagás, así como diversos compromisos relativos al gobierno corporativo en Cepsa y en Unión Fenosa Gas Comercializadora.

Dichos activos tienen un valor relevante y su desinversión se está realizando con los recursos necesarios para una operación autónoma por parte de los futuros compradores. Además, estas desinversiones son consistentes con la estructura prevista de la operación y permiten mantener el modelo de convergencia de gas y electricidad que Gas Natural SDG persigue con la integración de Unión Fenosa.

Siguiendo los términos del acuerdo firmado el 30 de julio de 2008, Gas Natural SDG adquirió a ACS el 26 de febrero de 2009 el resto de su participación, alcanzando el 50% en Unión Fenosa, y formuló la correspondiente Oferta Pública de Adquisición de acciones (OPA) con carácter obligatorio sobre la totalidad de las acciones de Unión Fenosa, S.A. conforme con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el RD 1066/2007.

El 21 de abril de 2009, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) comunicó el resultado de la Oferta, cuyo plazo de aceptación terminó el 14 de abril de 2009. La Oferta fue aceptada por acciones representativas del 34,8% del capital social de Unión Fenosa, S.A. y del 69,5% de los derechos de voto a los que la Oferta se dirigía de forma efectiva.

Como consecuencia de la liquidación de la Oferta y de la liquidación de los instrumentos financieros suscritos con diversas entidades bancarias en relación con acciones de Unión Fenosa, S.A., Gas Natural SDG alcanzó el 95,2% del capital social de Unión Fenosa, S.A.

Las Juntas Generales de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A. y de Unión Fenosa, S.A., celebradas el 26 y el 29 de junio de 2009, respectivamente, aprobaron la operación de fusión por absorción de Unión Fenosa, S.A. y Unión

Fenosa Generación, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A., mediante disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas y la transmisión en bloque de todo su patrimonio a Gas Natural SDG, S.A.

El proyecto de fusión aprobado contemplaba una ecuación de canje de tres acciones de Gas Natural SDG, S.A. por cada cinco acciones de Unión Fenosa, S.A. y contaba con el informe favorable del experto independiente designado por el Registro Mercantil de Barcelona.

La finalización de la fusión en septiembre de 2009 supuso la culminación del proceso de adquisición iniciado en julio de 2008 y la consecución del objetivo de integrar los negocios de gas y electricidad en una compañía con larga experiencia en el sector energético, capaz de competir de forma eficiente en unos mercados sometidos a un proceso de creciente integración, globalización y aumento de la competencia. Tras la operación, el grupo energético tiene presencia en 23 países, cuenta con más de 20 millones de clientes y con una potencia instalada de 17.861 MW, de los cuales 7.322 MW son ciclos combinados en España y 4.057 MW en el exterior.

### **Financiación de la operación<sup>(1)</sup>**

A principios de abril de 2009, Gas Natural SDG cerró la sindicación del préstamo para la financiación de la operación y la refinanciación de la parte de la deuda actual de Gas Natural SDG y Unión Fenosa con 27 entidades participantes por 18.260 millones de euros. En la actualidad, el número de entidades participantes alcanza las 53.

Asimismo, para garantizar una estructura financiera sólida y flexible, Gas Natural SDG realizó una ampliación de capital por 3.502 millones de euros en el mes de marzo de 2009 que fue totalmente suscrita y desembolsada. En abril, los fondos netos procedentes de la ampliación de capital por importe de 3.401 millones de euros fueron destinados a la amortización parcial del préstamo.

---

(1) Las magnitudes expresadas en este apartado corresponden al 100% de Gas Natural SDG.

Asimismo, al objeto de optimizar la estructura financiera y el calendario de vencimientos, Gas Natural SDG cerró en junio de 2009, octubre de ese mismo año y enero de 2010 diversas emisiones de bonos en el euromercado por un importe total de 6.950 millones de euros.

La aplicación del importe neto de la ampliación de capital, junto con el nivel de aceptación de la OPA inferior al 100% (788 millones de euros) y las cantidades amortizadas por los importes equivalentes a las ventas de activos y las emisiones de bonos de 2009 (4.750 millones de euros) redujeron el préstamo inicial hasta 7.510 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Descontando las emisiones de bonos de enero de 2010 (2.200 millones de euros), el cobro de las ventas de activos comprometidas en 2009, el préstamo se situaría en 3.313 millones de euros.

### **Desinversiones<sup>(2)</sup>**

De acuerdo con los compromisos adquiridos ante la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), Gas Natural SDG ha desinvertido o tiene comprometido desinvertir 3.600 millones de euros en activos, cumpliendo con el compromiso anunciado. Adicionalmente, está pendiente la desinversión regulatoria de 2.000 MW de ciclos combinados en España.

En cuanto al capítulo de desinversiones ya materializadas, por cerca de 2.000 millones de euros, se encuentran las ventas de determinadas participaciones financieras (Cepsa, Red Eléctrica Española, Isagén, Enagás e Indra), la venta de 256.000 puntos de suministro de gas en España y la venta de la participación en la empresa colombiana Empresa de Energía del Pacífico, S.A. ESP (EPSA).

Las desinversiones comprometidas superan los 1.600 millones de euros y son la venta de 504.000 puntos de suministro de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid y la venta de determinados activos energéticos en México.

---

(2) Las magnitudes expresadas en este apartado corresponden al 100% de Gas Natural SDG.

En julio de 2009 se cerró la emisión de bonos en dos tramos a cinco y diez años por importe de 2.000 y 500 millones de euros, respectivamente.

En octubre de 2009, Gas Natural SDG cerró tres emisiones de bonos en tres tramos en el euromercado a tres, siete y doce años por importes de 500, 1.000 y 750 millones de euros, respectivamente. En enero de 2010 cerró otras tres emisiones de bonos en tres tramos a cinco, ocho y diez años por importe de 650, 700 y 850 millones de euros, respectivamente.

### **Inversiones**

Teniendo en cuenta el 30% de Gas Natural SDG controlado por Repsol, las inversiones durante el ejercicio alcanzaron los 5.060 millones de euros, frente a los 894 millones de 2008. El aumento responde a la incorporación de las inversiones de Unión Fenosa, principalmente en generación y distribución de electricidad.

# ÁREAS CORPORATIVAS

## GESTIÓN DE PERSONAS

Al cierre de 2009, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 41.014 personas. De este volumen, un total de 33.633 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 33 países y se concentran en España (50%) y Argentina (36%). También destaca la presencia en países como Portugal (4%), Perú (3%), Ecuador (2%), Brasil (1%) y Trinidad y Tobago (1%). El 50,6% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 7,6%, en Upstream y GNL; el 35,4%, en YPF; y el 6,4%, en áreas corporativas. El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 7%, a jefes técnicos; el 43%, a técnicos; el 5%, a administrativos; y el 44%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 26% del conjunto de la plantilla.

### **Cambio de la estructura organizativa**

En febrero de 2009, el Consejo de Administración aprobó una serie de cambios en el primer nivel directivo de la compañía, con el objetivo de simplificar y concentrar el equipo directivo, favorecer la coordinación entre los negocios estratégicos de Repsol y mejorar la eficiencia de los procesos de gestión.

Los principales cambios fueron:

1. Reducción de tres Direcciones Generales.
2. Integración de la Dirección Ejecutiva GNL en la Dirección General Upstream.

3. En la Dirección General Económico-Financiera se crea la Dirección Corporativa Económico-Fiscal y la Dirección Corporativa Financiera pasa a tener dependencia directa del Director General.
4. En la Dirección General de Secretaría General y del Consejo de Administración se crea la Dirección de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa.
5. Creación de la Dirección Corporativa de Comunicación y Gabinete de Presidencia, con dependencia de la Presidencia Ejecutiva.
6. Creación de la Dirección General de Personas y Organización, que sustituye a la anterior Dirección General de Recursos Humanos e incluye la Dirección Corporativa de Desarrollo Directivo y la Dirección de Sistemas de Información.

La nueva Dirección General de Personas y Organización nace con el reto de dar un nuevo impulso a la organización humana y a las formas de trabajo de la compañía, orientándose a los siguientes objetivos:

- Garantizar que los equipos humanos, los sistemas y los modelos organizativos son los adecuados para hacer realidad la estrategia de la compañía y asegurar el máximo nivel de eficiencia.
- Favorecer el desarrollo profesional y personal de todos los que integran Repsol YPF.

### **Diversidad, igualdad de oportunidades y conciliación**

En 2009, el Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol decidió seguir desarrollando los programas existentes de teletrabajo y capacidades diferentes, e impulsar su aplicación en todos los países en los que opera la compañía, adecuándolos según las necesidades del entorno. Además, se iniciaron nuevos proyectos relacionados con la jornada laboral, la gestión del tiempo y la adaptación de las instalaciones.

Las mejoras introducidas desde el inicio del Programa de Diversidad y Conciliación en 2007 ya se reflejaron en la última encuesta de clima laboral, en la que los empleados valoraron positivamente los esfuerzos de la compañía y su compromiso con dicho programa.

Repsol firmó en 2009 el Charter de Diversidad, con el que la compañía se compromete públicamente a fomentar los principios fundamentales de igualdad; el comportamiento de respeto al derecho de la inclusión de todas las personas en el entorno laboral y en la sociedad independientemente de sus perfiles diversos; el reconocimiento de los beneficios que brinda la inclusión de la diversidad cultural, demográfica y social en su organización; la implementación de políticas concretas para favorecer un entorno laboral libre de prejuicios en materia de empleo, formación y promoción, así como el fomento de programas de lucha contra la discriminación hacia grupos desfavorecidos.

Las actuaciones de la compañía en 2009 en el ámbito de la diversidad se centraron en dos ejes fundamentales: el impulso del programa de integración de personas con capacidades diferentes y las acciones encaminadas a garantizar la igualdad de oportunidades de todos los empleados.

Entre las iniciativas más importantes desarrolladas en 2009 destaca la edición del *Libro Blanco de la Contratación de Personas con Capacidades Diferentes. De las palabras a los hechos*. Se trata de la primera publicación de esta índole que elabora una empresa en Europa y se inscribe en el marco de los valores de la compañía y su compromiso con la sociedad.

En junio de 2009, Repsol recibió el Premio Fundación Empresa y Sociedad en la modalidad de Discapacidad por trabajar de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes y, actualmente, constituye un referente para otras compañías.

Tras el éxito del proyecto en España, los esfuerzos se han dirigido a extender esta política a todos los países en los que opera la compañía. A 31 de diciembre de 2009, el número total de trabajadores de Repsol con discapacidad era de 544: en España 357 personas por contratación directa, más 47 por medidas alternativas (2,21% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal), 108 en Argentina, 10 en Perú, 14 en Ecuador y 8 en Portugal. En otros países como Brasil, Estados Unidos y Venezuela también se están impulsando acciones para integrar en la plantilla a personas con capacidades diferentes.

Por otro lado, Repsol YPF sigue impulsando medidas de conciliación, ya que es una compañía que valora, promueve y facilita el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados. En 2009 se reforzó este enfoque, incorporando la promoción de la conciliación al estilo de gestión de la compañía y fomentando el papel de los jefes como impulsores del cambio, sirviendo de ejemplo para sus equipos.

La compañía ha ampliado y mejorado sus medidas de conciliación en distintos países, adaptándolas al entorno legislativo y social, con el objetivo de poner a disposición de los empleados un abanico de opciones que favorezcan su conciliación en el día a día y en situaciones especiales, con la flexibilidad deseada.

Tras los buenos resultados de la prueba piloto realizada en 2008, el Programa de Teletrabajo, que se desarrolló en 2009 en varias etapas, incluía al cierre del ejercicio a 362 empleados en España, 140 en Argentina y 14 en Portugal.

El colectivo de teletrabajadores en España estaba compuesto en un 34% por hombres y un 66% por mujeres, provenientes de prácticamente todas las áreas de la compañía y de todos los grupos profesionales. El 48% tenía edades comprendidas entre los 35 y los 44 años, y las modalidades más utilizadas eran las de uno o dos días semanales.

El teletrabajo en Argentina se puso en marcha en colaboración con el Ministerio de Trabajo, lo que convirtió a YPF en la primera empresa del país en disponer

de esta nueva modalidad laboral y en incorporarla a su convenio colectivo. Por este avance, YPF obtuvo la Mención de Honor del Premio “Hacia una empresa familiarmente responsable”, otorgada por la Fundación Proyecto Padres.

Las iniciativas de Repsol YPF en materia de igualdad de género se centran en la igualdad de retribución y en la promoción de mujeres de alto potencial. La presencia cada vez mayor de mujeres en la compañía gracias a las acciones emprendidas en distintos ámbitos es una muestra de ello. Por ejemplo, el 46% de las nuevas incorporaciones de 2009 fueron mujeres, y en los últimos años ha aumentado el número de directivas en un 25%.

### **La atracción de los mejores**

El año 2009 estuvo marcado por un refuerzo de las acciones orientadas a la implantación de nuevas técnicas de selección y al planteamiento de las acciones de atracción desde la perspectiva del marketing de empleo.

La compañía se nutre básicamente de talento joven, interesado en aprovechar las oportunidades de carrera que puede brindar Repsol YPF. Cerca del 80% de las nuevas incorporaciones a la compañía en 2009 eran personas menores de 35 años, y uno de los objetivos era difundir más los valores de la compañía como elemento de atracción. Para ello, la organización reforzó su presencia en la Universidad a través de su participación en foros de empleo (10 presenciales y dos online).

También se ha continuado el apoyo al Programa de Becas “Impulsa”, dirigido a estudiantes de los últimos años de carrera. En 2009 participaron 37 becarios de Madrid, a los que se ofreció formación online en idiomas, competencias y habilidades.

Además, en 2009 se consolidó el canal de empleo en [repsol.com](http://repsol.com) entre los usuarios que buscan trabajo, con un promedio de 2.000 accesos y consultas a cada oferta.

Repsol fue reconocida en 2009 por la población como mejor empresa para trabajar según el estudio de MercoPersonas. También su cultura corporativa fue reconocida en el monitor Top Employer.

### **Desarrollo de las personas**

Repsol YPF combina la necesidad como organización de disponer de las competencias y capacidades adecuadas, y adquirir de forma planificada las que necesitará en el futuro, con el compromiso de ofrecer a las personas que integran la compañía oportunidades atractivas de desarrollo profesional.

Sus políticas y programas de formación, movilidad, evaluación, etc. permiten gestionar las trayectorias de las personas en la organización de manera integrada, garantizando la igualdad de oportunidades de todos los empleados, con independencia de su origen, género, edad...

La movilidad interna en Repsol está planteada como una oportunidad de desarrollo profesional de los empleados. En 2009 se ha potenciado más el enfoque transversal, mediante la gestión de bancos de talento, mesas de movilidad y búsquedas proactivas, lo que ha hecho posible que en el ejercicio se produjeran un total de 5.316 movilidades.

En cuanto a promociones y nombramientos, 2.549 personas vieron modificada su clasificación profesional en 2009 (1.849 promociones y 700 nombramientos).

Otras acciones destacadas de 2009, orientadas a detectar el talento y a favorecer el desarrollo de los empleados, son:

- Desarrollo de una nueva herramienta para el sistema People Review – identificación y desarrollo del talento–, adaptándola también para la evaluación de personal de convenio, lo que permite la identificación de máximos referentes técnicos.

- Programa de Development Center, en el que participaron 162 profesionales en 2009. Estas sesiones sirvieron para detectar e identificar el talento dentro de la compañía.

- Continuidad del programa de competencias técnicas e itinerarios formativos, que está permitiendo la gestión homogénea y eficaz del talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

- Lanzamiento de un proceso para la definición de planes de desarrollo individual y una propuesta para el reconocimiento de titulaciones.

#### ► **Carrera internacional**

En Repsol trabajan profesionales de más de 60 nacionalidades. En 2009, 755 desarrollaban su actividad en países distintos a los de su origen de contratación y conforman el colectivo de expatriados.

En 2009, los esfuerzos se concentraron en la gestión del grupo internacional de profesionales del área de exploración, formado por 118 personas de perfiles claves para el negocio de Upstream.

Como fruto de su experiencia en gestión de expatriaciones, Repsol ostenta la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX), un espacio en el que 25 empresas multinacionales españolas debaten sobre la gestión de las asignaciones internacionales de sus empleados. Este foro presentó a la Cámara de Comercio el *Libro Blanco de Medidas de Apoyo a las Personas en los Procesos de Internacionalización de las Empresas*.

#### ► **Nuevas mejoras en la evaluación del desempeño**

El sistema de retribución variable de los profesionales de Repsol YPF, denominado Gestión por Compromisos (GxC), cumplió en 2009 su

cuarto ejercicio. Este sistema valora y recompensa la contribución de los empleados hacia el logro de objetivos establecidos anualmente, además de los comportamientos que la compañía considera claves: responsabilidad y orientación a resultados, espíritu emprendedor y excelencia, colaboración, desarrollo de personas y reconocimiento en función de méritos.

### **Gestión del conocimiento**

Repsol YPF se encuentra inmersa en un momento de cambio para adaptarse a las necesidades de un mercado competitivo que exige una innovación constante a través de la creación de valor y de capacidades innovadoras en la organización mediante técnicas y herramientas de gestión del conocimiento.

En 2009 se continuaron creando nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran a unas 22.000 personas de toda la compañía. También se continuó con los proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros. La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales que se registran y transmiten con medios audiovisuales.

### **Calidad: excelencia en la gestión**

Repsol entiende la calidad como la búsqueda constante de la excelencia mediante la gestión adecuada de todos los recursos con los que cuenta la compañía para generar valor para todos sus grupos de interés a lo largo del tiempo.

Para avanzar en el camino hacia la excelencia, Repsol adoptó en 2001 los modelos de la European Foundation for Quality Management (EFQM) y de la Fundación Iberoamericana para la Calidad (FUNDIBEQ), asociaciones de las que es miembro. Además, participa activamente en las principales asociaciones de calidad de las regiones geográficas en las que opera.

En 2009 se continuó con el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad, aprobado anualmente por el Comité de Calidad. Así, en

el ámbito de la consolidación y mejora del proceso de autoevaluación, las distintas unidades de la compañía definen y ponen en marcha sus planes y programas de mejora a partir de las autoevaluaciones que llevan a cabo. Desde el lanzamiento de este programa en 2001 se han realizado más de 130 autoevaluaciones, lo que supone que, a diciembre de 2009, el 100% de la organización había completado, al menos, dos autoevaluaciones, y el 50%, tres o más.

Durante 2009, Repsol continuó trabajando en el despliegue de la gestión orientada a procesos para toda la compañía. La formalización de procesos y la identificación de indicadores y de métricas de rendimiento apoyan la toma de decisiones y ayudan a la identificación e implantación de mejoras para garantizar la consecución de los objetivos.

La compañía cuenta con unas 55 certificaciones en calidad basadas en estándares como ISO 9001:2000, TS 16949 o ISO 17025, que se pueden consultar en [www.repsol.com](http://www.repsol.com).

### **Relaciones laborales**

En 2009 se negociaron los convenios colectivos, cuya vigencia concluyó en 2008. En mayo de 2009 se firmó el V Acuerdo Marco, de aplicación en todas las empresas del Grupo en España. Entre los contenidos de este acuerdo colectivo destaca un fuerte impulso a las medidas de conciliación.

En YPF cabe destacar la firma, con la homologación del Ministerio de Trabajo, de un nuevo convenio colectivo con el Sindicato Unido Petroleros e Hidrocarburíferos (SUPeH), que agrupa al personal de supervisión de las operaciones de exploración y producción, y la actividad de refino.

### **Salud laboral**

En 2009 se siguió desarrollando un cuerpo normativo homogéneo para todo el Grupo. El procedimiento de Vigilancia de la Salud Individual se completó con la Guía Orientadora de la Vigilancia de la Salud Periódica en el Grupo Repsol YPF, que contiene 17 protocolos de actuación.

Por otro lado, el Comité Técnico de Salud aprobó la Guía de actuación frente a la pandemia por Gripe A, que fue seguida de una campaña de información a los empleados, a la vez que se implantaron medidas higiénico-preventivas.

Asimismo, se puso en marcha un programa de auditorías internas para valorar el grado de cumplimiento de la normativa interna en materia de salud laboral, que arrojó resultados satisfactorios sobre el grado de conocimiento y cumplimiento de la misma.

## **INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA**

Repsol considera que la inversión en I+D+i es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

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

En 2009, Repsol invirtió 65 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 10 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología y universidades de ámbito público y privado, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos superó los 8 millones de euros en 2009. De igual manera, se incrementó la participación en consorcios con otras empresas para el desarrollo precompetitivo de nuevas tecnologías. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2009 formó parte de 18 proyectos impulsados por la Administración española y en 10 proyectos de la Unión

Europea, aumentando su participación en proyectos de I+D en cooperación con otras entidades.

### **Programas de I+D**

**Upstream.** En esta área, Repsol aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2009 son un buen ejemplo de la aplicación eficiente de esas tecnologías. Entre ellas destaca la tecnología geofísica desarrollada en el proyecto Caleidoscopio, que sitúa a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. El objetivo de elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de petróleo y gas se puede aplicar a miles de metros de profundidad en zonas difíciles y con grandes reservas, como el Golfo de México estadounidense y Brasil, donde espesas capas de sal ocultan los objetivos de las empresas petroleras.

Con aplicación tanto en la exploración de hidrocarburos como en el desarrollo y producción de los mismos, merecen destacarse nuevas metodologías analíticas y geoquímicas avanzadas para caracterizar sistemas petroleros con precisión o los modelos y metodologías propias para evaluar el aseguramiento de flujo de hidrocarburos en condiciones adversas, especialmente en producción offshore.

Otra de las líneas en Repsol es la aplicación de las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a recuperar más petróleo de los yacimientos ya en declive. Asimismo, la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, cuyas reservas a escala mundial se estiman superiores a las explotadas hasta ahora, es para la compañía un gran reto que requiere del desarrollo y aplicación de tecnologías especiales.

**GNL.** En este negocio, en el que Repsol tiene una posición relevante a nivel internacional, se desarrollan tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que debe permitir poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Repsol

también mantiene una vigilancia tecnológica sistemática de vías alternativas de valorización de las reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos.

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

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse los trabajos que han permitido procesar crudos no convencionales y biocombustibles, el coprocesamiento de biomasa en refinería, la innovación en lubricantes y asfaltos de mayor calidad ambiental y el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y en sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, las líneas de desarrollo tecnológico se orientan de manera prioritaria hacia nuevos productos de mayor valor añadido. En 2009 destacó el desarrollo de resinas para el recubrimiento de placas solares, de polipropileno oxo-biodegradable, de nuevas aplicaciones de caucho que se han patentado y de nuevos compuestos para espumas de poliuretano obtenidos de materias primas naturales.

En lo referente a los procesos productivos, se implantaron mejoras en la eficiencia y ambientales, especialmente en los procesos de tecnología propia (óxido de propileno, polioles, cauchos hidrogenados...).

### **Nuevas energías**

En el ámbito de la diversificación del suministro de energía, hay que reseñar proyectos de I+D y demostración de: biocombustibles de segunda generación; tecnologías relacionadas con el suministro energético a vehículos que permitan reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> del transporte, como el vehículo eléctrico; e integración de sistemas de calefacción/refrigeración mixtos de energías fósiles y renovables.

### **Estudios de prospección tecnológica**

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas para disponer de nuevas y mejores soluciones, tanto en el sector del petróleo y el gas como en otros ámbitos energéticos. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para identificar oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las principales tecnologías en el sector energético. Se pueden mencionar los estudios sobre bioenergía, los futuros motores de combustión, la electrificación del transporte, el hidrógeno como vector energético, las energías renovables o la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Estos estudios permiten a Repsol desarrollar nuevas competencias y orientar sus líneas de trabajo futuras.

## **MEDIO AMBIENTE**

La atención al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto central de la gestión de sus actividades. Este principio está asumido en la visión estratégica de la compañía, con el compromiso de “contribuir al desarrollo sostenible y a la mejora del entorno social, y respetar los derechos humanos, el medio ambiente y la seguridad”.

De este compromiso emana la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de Repsol, que se aplica en todas las actividades de la compañía mediante el sistema de gestión. Su principal soporte es el Manual de Seguridad y Medio Ambiente, que se complementa con un extenso cuerpo de normas, procedimientos y guías técnicas que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

Durante 2009 se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

Repsol obtuvo en 2009, nuevamente, la máxima puntuación del sector del petróleo y el gas en los índices de sostenibilidad mundial Dow Jones Sustainability Index (DJSI) en cambio climático, política y sistema de gestión ambiental y biodiversidad. Además, logró por primera vez la máxima calificación del sector en información ambiental.

En la nota 36 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

## **ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO**

La compañía aprobó en junio de 2009 una nueva Estrategia de Carbono y Nuevas Energías, que integra todas las iniciativas que la compañía viene realizando desde hace años para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable y establece nuevos planes de acción. Esta estrategia está compuesta por cinco ejes principales:

- Estrategia de eficiencia energética para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y los costes operativos.
  
- Estrategia de portafolio de derechos de emisión, centrada en la cobertura del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la UE (EU ETS) y la actuación en mecanismos de mercado.
  
- Estrategia para la prospección, desarrollo e implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
  
- Estrategia de negocio y tecnológica de biocombustibles.
  
- Nuevas energías, con especial atención al transporte y a las sinergias de las operaciones de Repsol con las energías renovables.

En esta línea, en el mes de junio se actualizó la Posición ante el Cambio Climático –que databa de 2002– para incorporar esta visión integrada, y en julio se aprobó una nueva Política de Eficiencia Energética, en la que la compañía asume el compromiso de utilizar eficientemente la energía en sus instalaciones y actividades con el propósito de preservar los recursos naturales, reducir las emisiones atmosféricas y contribuir a mitigar los efectos del cambio climático.

## **RESPONSABILIDAD CORPORATIVA**

Repsol YPF ha adquirido el compromiso de suministrar energía con responsabilidad, lo que significa que los valores de sostenibilidad, desarrollo social y respeto al medio ambiente forman parte sustancial de los planes de crecimiento de la compañía. Ésta opera en entornos social, cultural y geográficamente muy distintos. Esta diversidad se traduce en que los principales asuntos relevantes para Repsol en materia de Responsabilidad Corporativa no son los mismos en todos sus ámbitos de operación. Cada entorno tiene expectativas distintas y, por eso, las respuestas deben ser diferentes. Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol YPF publicará hacia el mes de mayo de 2010 su Informe de Responsabilidad Corporativa 2009, que estará verificado por un auditor independiente.

Durante 2009 se desarrollaron las últimas acciones inscritas en el Plan Director de Responsabilidad Corporativa 2007-2009, con lo que se ha cumplido con los compromisos adquiridos por la compañía en el año 2007. Este plan incluía nueve programas, agrupados en seis líneas estratégicas: Buen Gobierno y comportamiento ético; atracción y retención del talento; seguridad y salud; gestión de los impactos ambientales de las operaciones; impacto de los productos; y diálogo y cooperación con la comunidad. En estos tres años, todas las áreas corporativas y unidades de negocio se han involucrado en su implementación, lo que ha contribuido a modificar y desarrollar determinados procesos internos con el fin de aproximarnos a las expectativas de nuestros grupos de interés.

### **Energía para todos**

En las próximas décadas, Repsol YPF deberá seguir contribuyendo a satisfacer una demanda energética creciente, disminuyendo la presión sobre el entorno y ayudando a paliar el problema del cambio climático, y a facilitar el acceso a la energía a los más de 1.400 millones de personas que hoy siguen estando excluidos de este bien esencial. Estos retos son la piedra angular de las actuaciones en Responsabilidad Corporativa que conforman el Plan Director de

Responsabilidad Corporativa 2010-2012 –el segundo de la compañía–, que se planificó en 2009 escuchando las opiniones de los grupos de interés y en colaboración con todas las unidades de Repsol YPF. Las principales novedades estratégicas de este nuevo plan transversal respecto al anterior son el respeto y la promoción de los derechos humanos, el fomento de la transparencia y la lucha contra la corrupción, el incremento del grado de inserción en la comunidad y el trabajo con la cadena de valor de la compañía para fomentar las prácticas responsables entre socios, distribuidores, proveedores y contratistas.

Durante 2009 se constituyó el nuevo Comité de Responsabilidad Corporativa, que está presidido por la Dirección de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa e integrado por directivos de las principales unidades corporativas y de negocio de la compañía: Compras y Contrataciones, Comunicación, Downstream, la Fundación Repsol, Gobierno Corporativo, Personas y Organización, Relación con Inversores, Seguridad y Medio Ambiente, YPF y Upstream. El Comité de Responsabilidad Corporativa aprobó en 2009 los programas estratégicos del nuevo Plan Director de Responsabilidad Corporativa. Durante el ejercicio también se dio luz verde a la constitución de Comités de Responsabilidad Corporativa en los principales países en los que opera Repsol, como España, Argentina, Bolivia, Ecuador y Perú.

Durante 2009 se desarrolló el borrador de la nueva Norma de Función de la Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF, que será aprobada y puesta en marcha en 2010. Esta norma comprende el nuevo Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa de la compañía, con aplicación en todos los niveles de la misma: corporativo, país y operación. El sistema de gestión de la Responsabilidad Corporativa consta de cuatro fases enlazadas por la dinámica de la mejora continua: el diálogo con los grupos de interés; el análisis de oportunidades y riesgos éticos y socioambientales; la definición e implementación de acciones para potenciar las oportunidades y mitigar los riesgos éticos y socioambientales, y la medición del avance.

En 2009 se continuó ampliando la formalización de compromisos ante nuestros grupos de interés mediante la aprobación de la Norma de Actuación en la Relación con Comunidades Indígenas, que desarrolla la política aprobada en 2008 y que es de aplicación en todo nuevo proyecto. Esta norma incluye también un compromiso relativo a las operaciones en curso. En estas últimas, se realizará un estudio con la participación de, al menos, dos agentes sociales (ONG), a partir del cual se determinarán las acciones que se deberán emprender en el caso de que se detecten áreas de mejora en la relación de la compañía con las comunidades indígenas de cada zona. Durante el último trimestre de 2009 se trabajó en el desarrollo de las bases de este estudio que comenzará en 2010.

Los avances de la compañía en materia de Responsabilidad Corporativa fueron reconocidos nuevamente en 2009. Repsol volvió a ser incluida en los selectivos Dow Jones Sustainability, tanto en el índice mundial como en el europeo, al que tan sólo pertenecen cinco empresas petroleras. La compañía fue calificada como “Best in class” del sector Oil & Gas en la dimensión social. Asimismo, la permanencia en el índice FTSE4Good avaló un año más el compromiso de Repsol con la creación de valor a largo plazo.

A través de sus fundaciones, Repsol contribuye al desarrollo económico, social y cultural de los países en los que está presente. El trabajo realizado durante 2009 pone de manifiesto el firme compromiso de la compañía con el desarrollo de las sociedades en las que opera. Durante el ejercicio, la Fundación Repsol, la Fundación YPF y la Fundación Repsol YPF del Ecuador pusieron en marcha programas centrados en desarrollo comunitario, investigación, formación, educación, cultura y acción social. Estas entidades son, por tanto, uno de los motores de la responsabilidad social de la compañía.

## **FUNDACIÓN REPSOL**

A través de sus programas y proyectos, la Fundación Repsol actúa en aquellas áreas en las que puede realizar una mayor aportación a la sociedad, como la

energía y el medio ambiente, la acción social y cultural, la educación y la investigación. En el ámbito de la energía y el medio ambiente, los proyectos de la Fundación buscan la mejora de la sostenibilidad de las fuentes de energía, de la gestión de los recursos y la reducción de los efectos sobre el clima y el medio ambiente.

En diciembre de 2009, la Fundación Repsol presentó su Observatorio de Energía, una iniciativa que nace como muestra de su compromiso para impulsar un nuevo modelo energético más competitivo y sostenible, y que asegure el máximo nivel de bienestar social. La primera acción del observatorio ha consistido en un trabajo multidisciplinar que aborda la eficiencia energética conjugando aspectos técnicos y sociológicos, y el desarrollo de dos novedosos índices: el Índice Repsol de Eficiencia Energética, que explica los factores que determinan la evolución de la eficiencia energética en España desde un punto de vista técnico; y el Indicador Social Repsol de Eficiencia Energética, que refleja los conocimientos, actitudes y comportamientos de los ciudadanos españoles ante el ahorro y la eficiencia energética.

En el ámbito de la integración social, la Fundación trabaja en diferentes iniciativas, como ciclos de formación, talleres literarios y actividades deportivas, que faciliten a las personas con capacidades diferentes su integración laboral, social y cultural. También promueve foros de encuentro para compartir experiencias y profundizar en un mejor conocimiento de las necesidades de estos colectivos.

Como muestra de su compromiso con la innovación y la investigación, la Fundación presentó en junio de 2009 en San Sebastián un encuentro neurocientífico internacional sobre el cerebro en movilidad, denominado Brain in Motion, que reunió a los más prestigiosos científicos e investigadores en la materia.

En el área de educación y formación, la Fundación colabora con diversas instituciones del ámbito educativo y social, mantiene convenios con universidades, escuelas y asociaciones, y contribuye, a través de la Cátedra

Repsol de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de la de Ingenieros de Minas, a la acción formativa de postgrado y la investigación.

En su apuesta por la investigación científica española y la difusión del conocimiento, la Fundación Repsol apoya el proyecto de la Fundación Atapuerca, que se centra en las excavaciones y estudios científicos que se llevan a cabo en los yacimientos de Atapuerca, Patrimonio de la Humanidad y referencia obligada para el estudio de la evolución humana en Europa.

Entre los proyectos desarrollados en 2009, la Fundación Repsol puso en marcha el proyecto “Muévete y Respeta” (Ciudadano R), con el objetivo de contribuir al desarrollo de la comunidad y a una mejor convivencia ciudadana. Se trata de un proyecto que promueve valores de respeto, responsabilidad y solidaridad entre los ciudadanos.

La Fundación Repsol considera que la cultura es un factor más de integración que contribuye al desarrollo de la comunidad y al progreso y bienestar de la sociedad. Su colaboración con museos, instituciones y otras fundaciones de carácter cultural acercan la música, el teatro, el arte y la literatura al conjunto de la ciudadanía.

También desarrolla actividades en otros países, con programas de desarrollo comunitario adecuados a las necesidades de cada zona. Entre otras actuaciones, en Ecuador promueve un programa de microfinanzas para mujeres con bajos ingresos procedentes de zonas rurales y excluidas de los sistemas financieros formales.

En Perú, la Fundación Repsol colabora con la Fundación Ayúdales a Vivir en el proyecto de construcción y mejora de la Universidad Laboral de Pachacútec, dirigido a jóvenes con escasos recursos y que tiene como finalidad facilitarles una capacitación profesional adecuada.

## FUNDACIÓN YPF

Desde su creación en 1996, la Fundación YPF trabaja en el desarrollo de iniciativas relacionadas con la educación, la investigación científica, la preservación del patrimonio, la difusión de la cultura y la protección del medio ambiente.

En el campo de la educación, durante 2009 concedió más de 500 becas con el objetivo de preparar a las jóvenes generaciones en el campo de la ciencia y la tecnología; e implementó un programa de fortalecimiento de escuelas técnicas en 32 instituciones de Neuquén, Mendoza, Santa Cruz, Chubut y Buenos Aires. El programa apunta a la capacitación docente en tres áreas de conocimiento: matemáticas, ciencia y tecnología aplicada a la industria. También se diseñó y desarrolló la campaña “Ciencia y tecnología en movimiento”, que consistía en un trailer dividido en tres módulos: derivados del petróleo, una maqueta que explica el funcionamiento de una refinería y un juego interactivo que invita a tomar conciencia de cómo nuestra conducta cotidiana y, especialmente, el consumo personal afectan al medio ambiente.

En el ámbito del desarrollo sostenible, en 2009 se coordinaron proyectos de investigación, educación y sensibilización ambiental para mejorar la protección y conservación del entorno y de la biodiversidad.

Asimismo, se impulsaron programas educativos de concienciación, como “La hora del planeta”, una iniciativa mundial promovida en Argentina por la Fundación Vida Silvestre que pretende demostrar que es posible una acción conjunta contra el cambio climático.

Con el Banco Mundial, se gestionó el concurso Eco Compromiso 2009 para el fortalecimiento de proyectos que proponen soluciones innovadoras para mejorar las condiciones ambientales.

A partir de un convenio firmado en agosto, se trabajó junto a Parques Nacionales en la preservación de la biodiversidad, la recuperación de áreas y la reforestación con especies nativas.

Con el fin de mejorar la inclusión laboral y social, un total de 445 personas fueron capacitadas en las especialidades de cañería, soldadura, obra civil, electricidad industrial y seguridad e higiene.

Con el objetivo de promover la cultura, la Fundación YPF presentó el Primer Concurso Internacional de Violín de Buenos Aires 2010; inició el ciclo cultural Fundación YPF, cuyo objetivo es facilitar el acceso a espectáculos artísticos, especialmente en los lugares donde la empresa tiene sus operaciones; y lanzó el Programa de Formación para Jóvenes Artistas Visuales, desarrollado junto a la Universidad Torcuato Di Tella.

## **FUNDACIÓN REPSOL YPF DEL ECUADOR**

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

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local.

En 2009, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 25 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que 11 fueron ejecutados durante el ejercicio, mientras que los 14 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los

que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso seguir acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 13.235 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios o con los recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos de la fundación y las propias comunidades.

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

## COMUNICACIÓN

Para Repsol, la transparencia y la cercanía en las relaciones con los diferentes grupos de interés de la compañía son el pilar fundamental de su estrategia de comunicación. Hoy en día, la sociedad demanda información accesible, por lo que Repsol no duda en atender esta necesidad de la forma más fluida y veraz posible, a través de distintas herramientas.

### **Accionistas e inversores**

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas, inversores institucionales y analistas bursátiles.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2009 unas 64.000 llamadas (una media de 242 al día) y cerca de 300 correos electrónicos de accionistas que solicitaban información. Las consultas más habituales en 2009 se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado “Información para accionistas e inversores”, que en 2009 tuvo más de 219.213 visitas. El portal también cuenta con una dirección de correo electrónico ([infoaccionistas@repsol.com](mailto:infoaccionistas@repsol.com)) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2009 se recibieron en este buzón cerca de 500 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizaron 15 roadshows globales (encuentros de directivos de la compañía con inversores institucionales internacionales) y 300 one-on-one (entrevistas personales con inversores y analistas financieros). Asimismo, Repsol programó diversas conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, a las que acudieron numerosos inversores institucionales. La Dirección de Relación con Inversores también organizó en Londres y Madrid el Día de los Analistas, evento que tuvo una gran acogida, ya que acudieron casi la totalidad de los 38 analistas que siguen la evolución de la compañía.

### **Medios de comunicación**

La política de relaciones con los medios de comunicación de Repsol se basa en los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información que se transmite. La compañía trabaja siempre para que las demandas de información de los periodistas sean respondidas con la mayor rapidez posible, manteniendo un contacto fluido y continuo con los medios, que se considera fundamental para poder transmitir la evolución, actividad y gestión de una compañía que está presente en más de 30 países.

La Dirección Corporativa de Comunicación de Repsol atiende a diario a medios generalistas y especializados, tanto del ámbito internacional como nacional, regional y local, para informar de todo aquello que los profesionales de este sector necesitan. Además, se mantiene una estrecha relación con los medios locales de aquellos lugares donde se emplazan los complejos industriales de la compañía.

Las principales actividades e iniciativas de Repsol se comunican a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. Repsol distribuyó en 2009 más de 100 notas de prensa sólo en España, a las que se unen otras difundidas por los complejos industriales en el ámbito local y las emitidas en los países donde opera la compañía.

Para reforzar la relación con los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa, reuniones informativas específicas y viajes. En 2009 destacaron las realizadas con motivo de la Junta General de Accionistas (14 de mayo), para presentar los resultados del ejercicio de 2008 (26 de febrero) y para explicar la evolución reciente y los últimos resultados del área de Exploración (11 de febrero). En noviembre de 2009, una amplia representación de medios de comunicación viajó a Brasil para conocer de primera mano la actividad de exploración y producción de Repsol en ese país sudamericano.

La página web de la compañía dispone de un espacio específico, la sala de prensa, que permite acceder de modo inmediato a información del Grupo. A través de este espacio se ponen a disposición de los medios de comunicación y del público en general los comunicados de prensa emitidos por Repsol, así como publicaciones, imágenes y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También se dispone de herramientas de gran utilidad, como un glosario de términos.

Repsol cuenta con un buzón de prensa ([prensa@repsol.com](mailto:prensa@repsol.com)) que facilita la relación con los distintos medios de comunicación. A través de este canal se atendieron durante 2009 más de 4.500 consultas y peticiones de información.

### **Repsol en Internet**

Para Repsol, el portal [www.repsol.com](http://www.repsol.com) es una importante herramienta de comunicación. En 2009, la compañía renovó su web corporativa con un diseño atractivo, vanguardista y más accesible para todos sus públicos, y una amplia oferta de contenidos innovadores, servicio multimedia y herramientas de alto valor añadido. El nuevo [repsol.com](http://repsol.com) refuerza el liderazgo de la comunicación digital de Repsol y su relevancia en la estrategia de comunicación del Grupo.

Con este nuevo impulso, [repsol.com](http://repsol.com) consolida una sólida trayectoria en Internet. En 2009 alcanzó los 70 millones de páginas vistas y los 5 millones de visitas mensuales, y recibió nuevos reconocimientos: “Mejor empresa en el sector energía y utilities 2009”, concedido por Cap Gemini; y el VII Premio AECA (Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas) a

la empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet. Por sexto año consecutivo, Repsol es la primera empresa española y se mantiene entre las diez mejores compañías europeas en este ámbito según la consultora internacional Hallvarsson&Halvarsson, que mide la efectividad y transparencia en webs corporativas.

La calidad y actualización de los contenidos en todas sus áreas, la incursión en el mundo de las redes sociales y la capacidad de adaptación a las demandas de los usuarios y a los nuevos tiempos han permitido que el portal de Repsol haya consolidado su liderazgo en transparencia y comunicación online en España y Europa durante 2009.

## GESTIÓN DE MARCA E IDENTIDAD CORPORATIVA

La marca Repsol alcanzó en 2009 su máximo reconocimiento al ser galardonada con el Gran Premio en la IV edición de los Premios Centro de la Marca, organizados por la prestigiosa escuela de negocios ESADE. Estos galardones son los primeros en España que se otorgan a partir del análisis de las mejores prácticas en estrategias de marca. Entre los argumentos esgrimidos por el jurado destacan:

- ▶ La fuerte presencia de marca en más de 100 países de los cinco continentes y su consolidación como el instrumento integrador de las distintas empresas que componen el grupo.
- ▶ La estrategia global de marca, que ha potenciado la posición multinacional del grupo, y cuyo objetivo es la creación de valor para los distintos grupos de interés.
- ▶ El papel de la marca como vehículo de difusión de la cultura del grupo, consiguiendo una identidad común en equilibrio con las identidades locales de los distintos mercados en los que opera.
- ▶ La marca como eje principal de comunicación dentro y fuera del grupo.

Repsol también consiguió situarse en 2009 entre las diez mejores marcas españolas en el ranking que bianualmente publica Interbrand, empresa referente a nivel mundial en valoración de marcas. En la edición de 2009, la marca Repsol incrementó su valor gracias a su presencia internacional y a su relevancia en mercados como España, Portugal y Latinoamérica; a la consistencia de la aplicación de la marca en los diferentes puntos de contacto con los grupos de interés; al patrocinio en el mundo del motor, como apoyo a la estrategia de negocio de la compañía; y al giro en la estrategia de comunicación hacia la sostenibilidad.

## **Nuevas demandas sociales**

En la actualidad, la gestión de la marca en Repsol se basa en los aprendizajes y logros del pasado y en el compromiso de la compañía con el futuro. En este sentido, las nuevas demandas sociales, como el respeto por el medio ambiente, la sostenibilidad y la responsabilidad social, se han convertido en criterios determinantes en las decisiones actuales de compra. Las expectativas de la sociedad hacia las acciones responsables de las grandes compañías son ahora mucho más exigentes. Los consumidores están muy informados, son críticos y escépticos, y exigen mayor honestidad y transparencia en la comunicación. Además, las nuevas formas de comunicación existentes y las áreas de actividad donde se moverá la compañía en los próximos años, demandan una evolución.

La política de marca basada en la concentración de esfuerzos de comunicación en una sola marca, con una única versión gráfica y una única voz, ha alcanzado el objetivo de fortalecer el valor de la misma. No obstante, en 2009 se dieron los primeros pasos en la evolución de la marca, conforme a las nuevas tendencias. De este modo y con el objetivo de desarrollarla en los nuevos entornos que la sociedad demanda, se ha comenzado a desarrollar una nueva estrategia de marca que permita una mayor versatilidad, credibilidad y adaptación a actividades emergentes de la compañía, en consonancia con los intereses perseguidos por nuestra sociedad en un momento marcado por el desarrollo sostenible y la innovación como principales focos de atención para la próxima década.

A través de un concurso de ideas, en el que participaron las principales empresas expertas en diseño y consultoría de branding, se han definido las líneas generales de esa nueva estrategia de marca, así como los desarrollos necesarios para su implementación.

La evolución de la marca Repsol no es un hecho aislado, sino que forma parte de una estrategia global, donde se han establecido las nuevas directrices de comunicación en función de los retos sociales y económicos actuales, un nuevo

posicionamiento para la compañía y las líneas estratégicas de comunicación publicitaria.

## **PATROCINIO DEPORTIVO**

Durante el año 2009, Repsol participó en competiciones del más alto nivel, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, por tratarse de los mejores bancos de pruebas para sus carburantes y lubricantes, que de esta manera se exponen a las situaciones más extremas. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las expectativas de sus clientes.

Siguiendo la trayectoria habitual, la temporada 2009 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol, que participaron en competiciones internacionales. Se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial outdoor en categoría femenina, y se obtuvo ese mismo título y el del Campeonato del Mundo de Trial indoor en la categoría masculina. También se consiguió el título de campeones del mundo, individual y por equipos, en el Mundial de Turismos, lo que suma cinco entorchados mundiales que se agregan al extenso palmarés de Repsol.

Durante 2009 destacó la participación de Repsol en el Campeonato del Mundo de Turismos (WTCC). En su sexta edición, esta competición se posicionó como la segunda prueba automovilística en importancia a nivel mundial, sólo superada por la Formula 1. La victoria de Gabriele Tarquini y la obtenida por equipos con Seat fueron un gran escaparate internacional para la marca Repsol, otro de los atributos, junto al desarrollo de carburantes y lubricantes, por el que la compañía apuesta por el patrocinio deportivo.

En el Mundial de Motociclismo, el piloto de Repsol Marc Marquez, de 17 años, confirmó su candidatura para formar parte de la élite de esta disciplina, demostrando sus cualidades, tanto deportivas como humanas, algo que Repsol siempre valora en sus representantes deportivos, además del rigor y la profesionalidad. En MotoGP, la máxima categoría, Dani Pedrosa hizo una temporada de menos a más, debido a un mal comienzo por las lesiones.

### **Con los mejores del mundo**

En trial, Toni Bou ratificó su posición de líder indiscutible de la especialidad al revalidar sus dos títulos mundiales, mientras que Laia Sanz se mantuvo en la cima en la categoría femenina, consiguiendo su novena corona mundial.

El año 2009 no pudo empezar mejor para Repsol. El piloto Marc Coma ganó la primera edición sudamericana del Rally Dakar gracias a un excelente trabajo en equipo.

Repsol también es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos.

En su apuesta por la excelencia, Repsol volverá a estar presente en 2010 en los escenarios deportivos tecnológicamente más avanzados, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que arranca en abril en el circuito de Losail (Qatar). Y, de nuevo, apoyará a pilotos de renombre internacional, como Dani Pedrosa, y a jóvenes promesas, como Marc Márquez, entre otros deportistas.

## **NUEVA SEDE DE REPSOL**

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008 y durante 2009 los trabajos avanzaron a buen ritmo. El proyecto ha sido encargado al estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

En una primera fase de trabajos, se demolieron las instalaciones existentes en los terrenos de la antigua sede de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y se procedió a la excavación de la parcela situada en el número 44 de la calle Méndez Álvaro de Madrid. Se movieron 300.000 m<sup>3</sup> de tierras, se ejecutó el muro-pantalla y, además, se finalizó la totalidad de la cimentación.

A partir de septiembre de 2009, empezó la segunda fase con la incorporación de Sacyr SAU, el contratista general. A 31 de diciembre de 2009 se estaba finalizando la construcción de la estructura bajo rasante en los casi 60.000 m<sup>2</sup> de sótanos y se comenzaba a ejecutar la estructura sobre rasante, paso previo a la instalación de los 111 marcos estructurales de acero que ofrecerán una de las imágenes más características del edificio.

### **Participación de los trabajadores**

En paralelo a los trabajos de construcción, en 2009 se resolvió el concurso para el desarrollo del proyecto de habilitación interior, que abarca todos los puntos relacionados con la ordenación, dotación y decoración de los espacios de oficinas y servicios. El contrato se adjudicó a la unión de empresas integrada por Aguirre Newman y Enrica Rosellini. A finales del ejercicio, el proyecto básico para la habilitación interior estaba prácticamente finalizado. En este último proceso participan tanto los responsables del proyecto dentro de la compañía como un grupo de empleados de otras áreas que realizan aportaciones y sirven de nexo con el resto de la organización.

La futura sede del Grupo Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos.

El proyecto incluye más de 5.000 m<sup>2</sup> donde se ofrecerán servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m<sup>2</sup>. Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad. Se prevé que la construcción de la nueva sede social de Repsol concluya en el año 2011.

## **CONTENIDO ADICIONAL DEL INFORME DE GESTIÓN**

*(Conforme a lo dispuesto en el artículo 116 bis  
de la Ley del Mercado de Valores)*

**A. Estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje de capital que represente.**

El Capital Social de Repsol YPF, S.A. es actualmente de 1.220.863.463 euros, representado por 1.220.863.463 acciones, de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas, pertenecientes a una misma clase y, en consecuencia, con los mismos derechos y obligaciones.

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

**B. Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores.**

En virtud de lo establecido en la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

La Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que el Reino de España, al imponer

este requisito, ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 (libertad de establecimiento) y 56 (libertad de movimientos de capitales) del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea.

### **C. Participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.**

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

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

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

(2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).

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

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, informaron a la CNMV en enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. El pasado 4 de febrero de 2010, la entidad Blackrock, Inc. notificó a la CNMV que, como consecuencia de la adquisición el 1 de

diciembre de 2009 del negocio de Barclays Global Investors, había pasado a tener una participación indirecta en el capital social de Repsol YPF, S.A. del 3,539% (43.213.390 acciones) a través de la sociedad Blackrock Investment Management (UK).

#### **D. Cualquier restricción al derecho de voto.**

□ El artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.

□ Por otro lado, el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.

- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus

sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

#### **E. Pactos parasociales.**

No se ha comunicado a Repsol YPF, S.A. pacto parasocial alguno que incluya la regulación del ejercicio del derecho de voto en sus juntas generales o que restrinjan o condicionen la libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF, S.A.

#### **F. Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de los estatutos sociales.**

- *Nombramiento*

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros las personas incursas en las prohibiciones del artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas y las que resulten incompatibles según la legislación vigente.

Tampoco podrán ser consejeros de la Sociedad las personas y entidades que se hallen en situación de conflicto permanente de intereses con la Sociedad,

incluyendo las entidades competidoras, sus administradores, directivos o empleados y las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuadas al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

- *Reelección*

Corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los consejeros propuestos a reelección.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

- *Cese*

Los consejeros cesarán en su cargo cuando haya transcurrido el periodo para el que fueron nombrados (salvo que sean reelegidos) y en los demás supuestos previstos en la Ley, los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración cuando se produzca alguna de las circunstancias siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

1. Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

2. Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en los párrafos anteriores; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas en el Reglamento del Consejo merced a las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

- *Modificación de los Estatutos Sociales*

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A., disponibles en su página web ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)), no establecen condiciones distintas de las contenidas en la Ley de Sociedades Anónimas para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27, relativo al número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial contenida en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos requieren, tanto en primera como en segunda convocatoria,

el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

**G. Poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.**

La Junta General Ordinaria de Accionistas de la celebrada el 31 de mayo de 2005 acordó autorizar al Consejo de Administración para aumentar el Capital Social, en una o varias veces, durante un plazo de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 euros (aproximadamente, la mitad del actual Capital Social), mediante la emisión de nuevas acciones cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el 14 de mayo de 2009, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, en los términos indicados anteriormente en el apartado “Situación financiera” de este Informe de Gestión.

Finalmente, además de las facultades reconocidas en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo al Presidente y a los Vicepresidentes del Consejo, los Consejeros Ejecutivos tienen otorgados a su favor sendos poderes generales de representación de la Sociedad, conferidos por el Consejo de Administración, y que se hallan debidamente inscritos en el Registro Mercantil de Madrid.

**H. Acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.**

La Compañía participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto

públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la Compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona ("la Caixa") relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural SDG relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

**I. Acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.**

- *Consejeros Ejecutivos*

El presidente y el Consejero Secretario General tienen derecho a percibir una Compensación Económica Diferida en el caso de extinción de su relación con la sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia

de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia, sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. La cuantía de la indemnización por extinción de la relación será de tres anualidades de retribución monetaria total.

- *Directivos*

El Grupo Repsol YPF tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente.

En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal.

El importe de las indemnizaciones es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo, excepto en un supuesto, en el que está establecida en tres anualidades de la retribución monetaria total.

Información adicional sobre esta materia se detalla en la nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Repsol YPF.