

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría Cuentas
Anuales Consolidadas del
ejercicio terminado el 31 de
diciembre de 2015 e Informe de
Gestión Consolidado

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Repsol, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de Repsol, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (el Grupo Repsol), que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera consolidada y de los resultados consolidados del Grupo Repsol, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, que se identifica en la Nota 2 de la memoria consolidada adjunta, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los administradores de la Sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

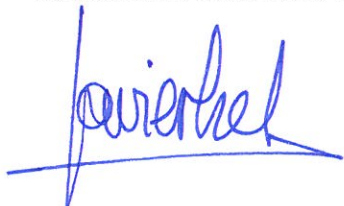
En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2015, así como de sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2015 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.

Inscrita en el R.O.A.C nº S0692



Javier Ares San Miguel

24 de Febrero de 2016

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2015



REPSOL, S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
Inmovilizado Intangible:	6	4.522	1.859
a) Fondo de Comercio		3.099	498
b) Otro inmovilizado intangible		1.423	1.361
Inmovilizado material	7	28.437	17.141
Inversiones inmobiliarias		26	23
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	8	11.758	11.110
Activos financieros no corrientes	10	715	593
Activos por impuesto diferido	20	4.689	3.967
Otros activos no corrientes	10	179	155
ACTIVO NO CORRIENTE		50.326	34.848
Activos no corrientes mantenidos para la venta	9	262	98
Existencias	11	2.853	3.931
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	12	5.680	5.685
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		2.607	3.083
b) Otros deudores		2.060	1.970
c) Activos por impuesto corriente		1.013	632
Otros activos corrientes		271	176
Otros activos financieros corrientes	10	1.237	2.513
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10	2.448	4.638
ACTIVO CORRIENTE		12.751	17.041
TOTAL ACTIVO		63.077	51.889

Las notas 1 a 32 forman parte integrante de este balance de situación consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.442	1.375
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reserva Legal		259	259
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(248)	(127)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		19.346	19.524
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		(1.227)	1.612
Dividendos y retribuciones		(228)	(1.569)
Otros Instrumentos de patrimonio		1.017	-
FONDOS PROPIOS	13	26.789	27.502
Activos financieros disponibles para la venta		3	(5)
Operaciones de cobertura		(227)	(163)
Diferencias de conversión		1.896	603
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	13	1.672	435
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE Y A OTROS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	13	28.461	27.937
INTERESES MINORITARIOS	13	228	217
TOTAL PATRIMONIO NETO		28.689	28.154
Subvenciones		7	9
Provisiones no corrientes	14	5.827	2.386
Pasivos financieros no corrientes:	15	10.581	7.612
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		10.491	7.524
b) Otros pasivos financieros		90	88
Pasivos por impuesto diferido	20	1.554	1.684
Otros pasivos no corrientes	18	1.942	1.801
PASIVO NO CORRIENTE		19.911	13.492
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	9	8	-
Provisiones corrientes	14	1.377	240
Pasivos financieros corrientes:	15	7.073	4.086
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		7.004	3.952
b) Otros pasivos financieros		69	134
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	19	6.019	5.917
a) Proveedores		1.799	2.350
b) Otros acreedores		3.975	3.402
c) Pasivos por impuesto corriente		245	165
PASIVO CORRIENTE		14.477	10.243
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		63.077	51.889

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del balance de situación consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
Ventas		39.582	45.433
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		155	409
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(524)	(224)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		659	290
Otros ingresos de explotación		1.869	1.384
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	21	41.741	47.292
Aprovisionamientos		(28.833)	(38.254)
Gastos de personal		(2.129)	(1.729)
Otros gastos de explotación		(6.540)	(4.847)
Amortización del inmovilizado		(2.988)	(1.796)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(3.691)	(588)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	21	(44.181)	(47.214)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		(2.440)	78
Ingresos financieros		150	134
Gastos financieros		(718)	(576)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		1.052	529
Diferencias de cambio		(204)	(304)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		170	369
RESULTADO FINANCIERO	23	450	152
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	8	(94)	892
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		(2.084)	1.122
Impuesto sobre beneficios	20	899	(146)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		(1.185)	976
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	4	-	597
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		(1.185)	1.573
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(42)	39
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		(1.227)	1.612
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		Euros / acción	Euros / acción ⁽¹⁾
Básico	13	(0,87)	1,12
Diluido	13	(0,87)	1,12

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible", descrito en la Nota 13 "Patrimonio Neto", de acuerdo a lo descrito en la Nota 2 "Bases de presentación".

Las notas 1 a 32 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre
de 2015 y 2014

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO			
(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)		(1.185)	1.573
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		11	(5)
Total partidas no reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		11	(5)
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		7	(223)
Por valoración de otros instrumentos financieros		-	(42)
Por coberturas de flujos de efectivo		(564)	(142)
Diferencias de conversión		1.376	1.486
Entidades valoradas por el método de la participación		(125)	44
Efecto impositivo	13	53	118
Total partidas reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		747	1.241
TOTAL		758	1.236
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS Y OTROS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		6	(452)
Por valoración de otros instrumentos financieros		-	42
Por coberturas de flujos de efectivo	4	525	18
Diferencias de conversión		(24)	(4)
Entidades valoradas por el método de la participación		4	8
Efecto impositivo	13	1	112
TOTAL		512	(276)
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		85	2.533
a) Atribuidos a la entidad dominante		29	2.558
b) Atribuidos a intereses minoritarios		56	(25)

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

Millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante								
	Fondos Propios						Total Patrimonio Neto atribuido 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	Otros instrumentos de patrimonio neto	Ajustes por cambios de valor			
Saldo final al 31/12/2013	1.324	26.240	(26)	195	-	(526)	27.207	243	27.450
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.324	26.240	(26)	195	-	(526)	27.207	243	27.450
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(5)	-	1.612	-	951	2.558	(25)	2.533
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación / (Reducción) de capital	51	(51)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(1.324)	-	-	-	-	(1.324)	(1)	(1.325)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	2	(101)	-	-	-	(99)	-	(99)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(400)	-	-	-	-	(400)	-	(400)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	195	-	(195)	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(15)	-	-	-	10	(5)	-	(5)
Saldo final al 31/12/2014	1.375	24.642	(127)	1.612	-	435	27.937	217	28.154
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.375	24.642	(127)	1.612	-	435	27.937	217	28.154
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	11	-	(1.227)	-	1.245	29	56	85
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación / (Reducción) de capital	67	(67)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	3	(121)	-	-	-	(118)	-	(118)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	49	-	-	-	18	67	(45)	22
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(471)	-	-	-	-	(471)	-	(471)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	1.612	-	(1.612)	-	-	-	-	-
Emissiones de obligaciones perpetuas subordinadas	-	(22)	-	-	1.017	-	995	-	995
Otras variaciones	-	48	-	-	-	(26)	22	-	22
Saldo final al 31/12/2015	1.442	25.805	(248)	(1.227)	1.017	1.672	28.461	228	28.689

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

	Notas	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
Resultado antes de impuestos		(2.084)	1.122
Ajustes de resultado:		5.727	1.410
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.988	1.796
Otros ajustes del resultado (netos)		2.739	(386)
Cambios en el capital corriente		1.370	966
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(163)	(315)
Cobros de dividendos	8	363	530
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(128)	(611)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(398)	(234)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación ⁽¹⁾	24	4.850	3.183
Pagos por inversiones:	4, 6 y 7	(12.146)	(4.200)
Empresas del grupo y asociadas		(8.974)	(18)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.905)	(2.606)
Otros activos financieros		(267)	(1.576)
Cobros por desinversiones:	4	2.778	4.792
Empresas del grupo y asociadas		894	116
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		352	84
Otros activos financieros		1.532	4.592
Otros flujos de efectivo		494	4
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión ⁽¹⁾		(8.874)	596
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	13	861	(82)
Emisión		996	-
Adquisición		(318)	(171)
Enajenación		183	89
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	15	1.255	(3.184)
Emisión		12.244	4.488
Devolución y amortización		(10.989)	(7.672)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	13	(488)	(1.712)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		147	(474)
Pagos de intereses		(682)	(610)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		829	136
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación ⁽¹⁾		1.775	(5.452)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		59	147
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		(2.190)	(1.526)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		-	(86)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		-	535
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas		-	(1)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		-	-
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		-	448
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	10	4.638	5.716
Efectivo y equivalentes al final del periodo	10	2.448	4.638
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/2015	31/12/2014
Caja y bancos		2.311	2.210
Otros activos financieros		137	2.428
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		2.448	4.638

⁽¹⁾ No incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones discontinuadas.

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo consolidado.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2015
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

INDICE

Nota nº	Asunto	Página
(1)	INFORMACIÓN GENERAL	9
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	10
(3)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES.....	27
DESGLOSES DE INFORMACIÓN		
(4)	PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES	31
(5)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO	35
(6)	INMOVILIZADO INTANGIBLE	39
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL.....	41
(8)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	42
(9)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA	45
(10)	ACTIVOS FINANCIEROS	46
(11)	EXISTENCIAS	49
(12)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	50
(13)	PATRIMONIO NETO	50
(14)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	56
(15)	PASIVOS FINANCIEROS.....	57
(16)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL	62
(17)	OPERACIONES CON DERIVADOS.....	68
(18)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	70
(19)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	72
(20)	SITUACIÓN FISCAL	73
(21)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN.....	80
(22)	DETERIORO DE ACTIVOS	83
(23)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	85
(24)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	86
(25)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	86
(26)	RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....	88
(27)	OBLIGACIONES CON EL PERSONAL.....	93
(28)	CONTINGENCIAS LEGALES	96
(29)	COMPROMISOS Y GARANTÍAS	99
(30)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....	101
(31)	OTRA INFORMACIÓN	104
(32)	HECHOS POSTERIORES	105
ANEXOS		
	ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015	106
	ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	111
	ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015.....	114
	ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES (NIIF-UE) Y MODELO DE REPORTING	121
	ANEXO IV: MARCO REGULATORIO	123

(1) INFORMACIÓN GENERAL

1.1) Sobre el Grupo Repsol

Repsol, S.A. y las sociedades que configuran el Grupo Repsol (en adelante “Repsol”, “Grupo Repsol” o “Grupo”) componen un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refinado, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación y distribución de electricidad.

1.2) Sobre la sociedad matriz

La denominación social de la entidad matriz del Grupo Repsol que elabora y registra las presentes cuentas anuales es Repsol, S.A., que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 70.10.

El domicilio social se encuentra en la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, donde también se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta a la Ley de Sociedades de Capital, cuyo Texto Refundido fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la demás normativa aplicable a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). La Compañía también dispone de un Programa de ADS (American Depositary Shares), los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

1.3) Sobre las cuentas anuales consolidadas

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos. En los Anexos I y II se detallan las sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos más significativos que han sido incluidos en el perímetro de consolidación durante el ejercicio 2015.

Estas cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015, 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.

Las presentes cuentas anuales han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de 24 de febrero de 2016 y 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 modificación¹.

¹ Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 30 de abril de 2015.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

Las cuentas anuales se presentan en millones de euros, se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2015¹ y demás disposiciones del marco normativo aplicable.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas es responsabilidad de los administradores de la sociedad matriz del Grupo y requiere efectuar estimaciones y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios y estimaciones resultan más significativos se detallan en la Nota 3 “*Estimaciones y juicios contables*”. Los principales criterios y políticas contables utilizados por Repsol se recogen a continuación.

Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2015 no han supuesto impactos o desgloses significativos en sus estados financieros².

Por último hay que advertir que, de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2014 se ha re-expresado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2014, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado “*Repsol dividendo flexible*” descrito en la Nota 13 “*Patrimonio Neto*”.

Criterios y políticas para la elaboración de la información financiera

1. Principios de consolidación

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas.

Las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente su control, son consolidadas siguiendo el método de integración global. Esta capacidad se manifiesta con carácter general, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad, otorgándole la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes e influir en el importe de los rendimientos variables de las actividades, a los cuales el Grupo está expuesto como consecuencia de su implicación en las actividades de la participada.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes integradas globalmente se presenta bajo la denominación de “*Intereses minoritarios*”, dentro del epígrafe de “*Patrimonio Neto*” del balance de situación consolidado, y en “*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas*” y “*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas*” dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Las participaciones en acuerdos sobre los que Repsol ostenta el control conjunto, en virtud de un acuerdo de accionistas con terceros, están articuladas de la siguiente manera:

- Participaciones en operaciones conjuntas que están articuladas a través de un *Joint Operating*

¹ Las NIIF adoptadas y en vigor en la UE difieren en ciertos aspectos de las NIIF emitidas por el IASB; sin embargo, estas diferencias no tienen impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados.

² Las normas aplicadas a partir del 1 de enero de 2015 son: i) Interpretación CNIIF 21 “*Gravámenes*”, ii) Mejoras anuales a las NIIF “*Ciclo 2011-2013*”, iii) Mejoras anuales a las NIIF “*Ciclo 2010-2012*” (aplicación anticipada) y iv) Modificaciones a la NIC 19 “*Planes de beneficios definidos: Aportaciones de empleados*” (aplicación anticipada).

Agreement (JOA), o bien a través de una Unión Temporal de Empresas (UTE) o un vehículo similar que no limita los derechos a los activos, ni las obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. El Grupo ha clasificado como operación conjunta determinados acuerdos conjuntos articulados a través de sociedades de capital o vehículos similares en los que, a pesar de su forma legal, los socios tienen sustancialmente derecho a todos los beneficios económicos de los activos mantenidos por el vehículo, y el mismo depende de forma continuada de los socios para atender los pasivos relacionados con la actividad realizada a través del acuerdo. Todas estas participaciones en operaciones conjuntas son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

- Participaciones en acuerdos conjuntos sobre los que Repsol tiene únicamente derecho a los activos netos del acuerdo (negocios conjuntos), son registradas por el método de la participación. El método de la participación consiste en la contabilización en la línea del balance de situación consolidado “*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”, del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en el negocio conjunto. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas como “*Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos*”.

Por otro lado las participaciones en asociadas sobre las que Repsol mantiene influencia significativa (que se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%) se contabilizan por el método de la participación anteriormente indicado.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. a 31 de diciembre de 2015 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2015 y 2014.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y negocios conjuntos y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los criterios contables utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver apartado 5) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten aplicando el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Por razones prácticas, para la conversión de partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio del periodo en el que se devengan las transacciones. No obstante, en el caso de transacciones relevantes, o cuando los tipos de cambio hayan fluctuado de forma significativa a lo largo del periodo, se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la transacción.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe “*Diferencias de conversión*”, en el apartado “*Ajustes por cambios de valor*” del Patrimonio Neto.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014 han sido:

	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,09	1,11	1,21	1,33
Real brasileño	4,25	3,70	3,22	3,12

2. *Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes*

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

3. *Compensación de saldos y transacciones*

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

4. *Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera*

a) Moneda funcional

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

b) Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad del Grupo se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “*Diferencias de cambio*” incluido en el “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados del periodo en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico en el caso de coberturas (ver apartado 25).

5. *Combinaciones de negocio*

Las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere el control de uno o varios negocios mediante la fusión o escisión de varias empresas o por la adquisición de todos los elementos patrimoniales de una empresa o de una parte que constituya uno o más negocios, se registran por el método de adquisición de acuerdo a lo dispuesto en la NIIF 3 *Combinaciones de Negocio*. El método de adquisición implica, salvo por las excepciones de reconocimiento y medición establecidas en la NIIF 3, la contabilización en la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos por su valor razonable en dicha fecha, siempre y cuando este valor pueda ser medido con fiabilidad. Dentro de los pasivos asumidos en la combinación de negocios, también se contabiliza en la fecha de adquisición cualquier pasivo contingente identificado, aunque el mismo no hubiese sido reconocido de acuerdo a los criterios generales de registro contable de provisiones por no ser probable la salida de beneficios económicos, siempre y cuando se corresponda con una obligación presente surgida de sucesos pasados y su valor razonable puede ser medido con fiabilidad. Los costes relacionados con la adquisición se registran como gastos en la cuenta de resultados.

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor de los activos identificables adquiridos menos el de los pasivos asumidos se registra como fondo de comercio, en el caso en que sea positiva, o como un ingreso en la cuenta de pérdidas y ganancias, en el caso en que sea negativa.

Las combinaciones de negocios para las que en la fecha de cierre del ejercicio no se ha concluido el proceso de valoración necesario para aplicar el método de adquisición se contabilizan utilizando valores provisionales. Estos valores deben ser ajustados en el plazo máximo de un año desde la fecha de adquisición para reflejar la nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de la adquisición y que, si hubieran sido conocidas, habrían afectado a la medición de los importes reconocidos en esa fecha. Los referidos ajustes serán reconocidos de forma retroactiva, de forma que los valores resultantes sean los que se derivarían de haber tenido inicialmente dicha información, ajustándose, en la medida en que sea necesario, la información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores.

6. *Fondo de comercio*

Corresponde a la diferencia positiva existente entre la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición y el coste de una combinación de negocios. El fondo de comercio se reconoce como un activo no corriente en el correspondiente epígrafe del inmovilizado intangible del balance de situación consolidado en la fecha de adquisición.

Dado que los fondos de comercio tienen una vida útil indefinida, los mismos no se amortizan y con posterioridad a su reconocimiento inicial son valorados por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver Nota 3).

El fondo de comercio es asignado a una o varias unidades generadoras de efectivo a efectos de la evaluación de su recuperabilidad. En el caso de venta o disposición de una operación que forma parte de una unidad generadora de efectivo, el fondo de comercio correspondiente a la operación dispuesta es dado de baja de balance en el momento de la venta formando parte de la determinación del resultado de la misma. El importe del fondo de comercio que es dado de baja es determinado de forma proporcional a los valores relativos de la operación vendida y del resto de la unidad generadora de efectivo retenida, siempre y cuando, no exista una evidencia de asignación no arbitraria más adecuada.

7. *Otro inmovilizado intangible*

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

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

a) *Derechos para la vinculación de estaciones de servicio y otros derechos*

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 1 y 50 años.

b) Permisos de exploración

Los costes de adquisición de permisos de exploración se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*” (ver apartado 8 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

c) Derechos de emisión de CO₂

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

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Los derechos de emisión no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis de deterioro de valor (ver Nota 3). El valor recuperable de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

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

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

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO₂ con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver Nota 30), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading.

d) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

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

- ii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan solo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.
- iii. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un periodo entre 3 y 20 años).

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

8. *Inmovilizado material*

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

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento.

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

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

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

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

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado, así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 22).

b) Amortización

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

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

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

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

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

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito (“*successful-efforts*”). De acuerdo con estas políticas, 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 los mismos.
- ii. Los *costes de exploración* (fundamentalmente costes de geología y geofísica) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias en el momento en que se incurren.
- iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “*Otros costes de exploración*” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. En aquellos casos en los que se encuentran reservas pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - Si el área requiere inversiones adicionales previas al inicio de la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se registran en la cuenta de resultados.
 - En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, los

correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de resultados.

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

- iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*”.
- v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamientos de campos (ver Nota 14).

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

- i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del periodo de amortización.
- ii. Los costes originados en sondeos para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo de amortización.
- iii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado.

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 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 3, 6, 7, y 21).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

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

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

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 9.a) y 9.b) de este epígrafe.

9. *Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas*

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos.

Esta condición se considera cumplida cuando la venta sea altamente probable, el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual y la venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación, si bien ésta pudiera dilatarse a un plazo mayor por motivos regulatorios o similares circunstancias.

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

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

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

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*". En el pasivo del balance, bajo el epígrafe "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada denominada "*Resultado del ejercicio procedente de actividades interrumpidas neto de impuestos*".

10. *Inversiones contabilizadas por el método de la participación*

En relación al registro de estas inversiones véase el apartado 1 de este Anexo.

La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo, se lleva a cabo comprobando el deterioro del valor para la totalidad del importe en libros de la inversión, de acuerdo con la NIC 36 "*Deterioro en el valor de los activos*", incluyendo cualquier fondo de comercio que pudiese estar implícito en la inversión, mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros. El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, a menos que la misma no genere entradas de efectivo por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o unidades generadoras de efectivo del Grupo.

11. *Activos financieros*

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende de la

naturaleza de los activos financieros y del propósito para el cuál dichos activos han sido adquiridos. Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

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

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

b) Activos financieros disponibles para la venta

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

c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo y respecto a los que el Grupo no tiene la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo. Surgen cuando se entregan bienes o se prestan servicios o se financia directamente a un tercero.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

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

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver apartado 25), el cual incluye los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados que son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias, según se incurren.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “Préstamos y partidas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, serán valorados a su valor razonable. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los “Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del periodo. 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 de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del periodo.

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

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Una pérdida por deterioro 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 por deterioro de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

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

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.

12. *Existencias*

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

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del iso margen) 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 su importe en libros es superior al valor neto realizable. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejan de existir, o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

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

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

Las existencias de “*commodities*” destinadas a una actividad de “*trading*” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados.

13. *Estado de flujos de efectivo*

De acuerdo a las opciones de presentación incluidas en la NIC 7 “*Estado de Flujos de Efectivo*”, el Grupo presenta la información relativa a los flujos de efectivo de las operaciones siguiendo el denominado “*método indirecto*”, según el cual se comienza presentando el “*Resultado antes de impuestos*” de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del periodo, cifra que se corrige posteriormente por los efectos de las transacciones no monetarias y devengos realizados en el periodo, así como de las partidas de pérdidas o ganancias asociadas con flujos de efectivo de operaciones clasificadas como de inversión o financiación.

14. *Efectivo y otros activos líquidos equivalentes*

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, 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.

15. *Beneficio por acción*

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver Notas 2 y 13).

16. *Acciones propias*

Las acciones propias se valoran a su coste de adquisición y se presentan minorando la cifra de patrimonio neto. Asimismo, cualquier ganancia o pérdida derivada de las mismas es reconocida directamente en el patrimonio neto.

17. *Pasivos financieros*

Salvo que formen parte de alguna operación de contabilidad de coberturas, los pasivos financieros no derivados son reconocidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente son registrados 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 participaciones preferentes que se detallan en la Nota 15 corresponden a esta categoría de pasivo.

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 financiera no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

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

18. *Provisiones y pasivos contingentes*

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

Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, de acuerdo a su relevancia se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 28).

19. *Planes de fidelización dirigido a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual y Planes de adquisición de acciones*

El Grupo Repsol tiene implantados planes de fidelización y de adquisición de acciones (ver información detallada sobre ambos planes en la Nota 27).

El coste estimado de las acciones a entregar en aplicación de los planes de fidelización se registra en el epígrafe “*Gastos de personal*” y en el epígrafe “*Otras reservas*” a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

20. *Planes de pensiones de aportación definida*

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos (ver Nota 27).

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

21. *Subvenciones*

a) Subvenciones de capital

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

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

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (ver apartado 7 c)).

22. *Arrendamientos*

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

Dentro de los contratos clasificados contablemente como arrendamientos existen las siguientes categorías:

a) Arrendamientos financieros

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

Los activos arrendados se presentan en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el epígrafe “Otros pasivos no

corrientes” del balance de situación por el mismo importe. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

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

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

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

23. *Impuesto sobre beneficios*

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

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

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

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver Nota 20).

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

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

24. *Reconocimiento de ingresos y gastos*

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el valor añadido.

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

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que cualquier diferencia económica es registrada por el neto.

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

Los gastos se reconocen cuando se produce el decremento en los beneficios económicos futuros asociados a una disminución de un activo o a un incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

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

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

25. *Operaciones con instrumentos financieros derivados*

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

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 *Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*.

Los métodos de valoración y los datos de entrada se describen en las Notas 10 “*Activos financieros*” y 15 “*Pasivos financieros*”.

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

a) Cobertura de valor razonable

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

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

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (que se corresponde con el exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance.

c) Cobertura de inversión neta

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

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

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

26. *Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura*

A) A continuación se detallan las normas y modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación obligatoria en futuros ejercicios:

Aplicación obligatoria en 2016:

- Modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta*.
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 41 *Plantas productoras de frutos*.
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 *Aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización*.
- Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2012-2014.
- Modificaciones a la NIC 1 *Iniciativa sobre información a revelar*.
- Modificaciones a la NIC 27 *Método de la participación en estados financieros separados*.

En lo relativo a las modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta*, dado el carácter prospectivo de su primera aplicación, cualquier potencial impacto dependerá de las transacciones que, en su caso, pudiesen ser llevadas a cabo en el futuro.

Respecto al resto de modificaciones de normas detalladas en este apartado A), dada la naturaleza y alcance de las mismas, el Grupo considera que su aplicación no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros consolidados, a excepción de mejoras concretas de presentación que pudieran introducirse en aplicación de las Modificaciones a la NIC 1.

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

Aplicación obligatoria en 2016:

- NIIF 14 *Cuentas de diferimiento regulatorio*¹.
- Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 *Entidades de inversión: Aplicación de la excepción de consolidación*.

Aplicación obligatoria en 2017:

- Modificaciones a la NIC 12 *Reconocimiento de Activos por Impuesto Diferido por Pérdidas No Realizadas*.
- Modificaciones a la NIC 7 - *Iniciativa sobre Información a revelar*.

Aplicación obligatoria en 2018:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.
- NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*⁽²⁾.

Aplicación obligatoria en 2019:

- NIIF 16 *Arrendamientos*.

Diferimiento indefinido de la aplicación obligatoria:

- Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 *Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto*⁽³⁾.

¹ Esta Norma es únicamente aplicable por aquellas entidades que lleven a cabo actividades reguladas y adicionalmente que apliquen por primera vez las NIIF.

² Incluye la Modificación a la NIIF 15 emitida por el IASB el 11 de septiembre de 2015, la cual difiere en un año la primera aplicación de la Norma, hasta el 1 de enero de 2018.

³ La aplicación de estas modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28, que fueron emitidas en septiembre de 2014, han sido diferidas de forma indefinida en diciembre de 2015, hasta el momento en que el IASB finalice el Proyecto relativo al Método de la Participación.

En lo referente a las normas y modificaciones detalladas en el presente apartado B), el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados. En este sentido, los cambios normativos de los cuales el Grupo estima que, en su caso, pudieran derivarse efectos significativos en sus estados financieros consolidados, serían los siguientes:

- i.) la aplicación del modelo de pérdida esperada de la NIIF 9 *Instrumentos financieros*, en la medida en que dicho modelo, a diferencia del modelo de la NIC 39 en vigor, supondría el reconocimiento anticipado de pérdidas de crédito desde el mismo momento del reconocimiento inicial de un activo financiero, sin necesidad de que se haya puesto de manifiesto una pérdida de valor del mismo. En lo relativo a los costes de implementación de la NIIF 9, el Grupo estima que los mismos no serán significativos, en la medida de que en la actualidad ya dispone de la información necesaria para la adecuada aplicación del referido modelo de pérdida esperada, y
- ii.) la aplicación de la NIIF 16 *Arrendamientos*, en la medida en que los contratos de arrendamiento en los que el Grupo mantiene la posición de arrendatario, y que con los criterios de la NIC 17 en vigor son clasificados como arrendamientos operativos (ver Nota 29.1 “*Compromisos contractuales*”), serían registrados en el balance con criterios similares a los de los actuales arrendamientos financieros. Como consecuencia de dicho registro contable, se incrementaría el activo y el pasivo en balance por arrendamientos. Adicionalmente, cambiaría el criterio de registro del gasto por arrendamientos, en la medida en que el mismo sería registrado como gasto por amortización del activo arrendado y gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento. En lo relativo a los costes de implementación de la NIIF 16, el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de la Norma pudiese tener en los sistemas de información.

(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan a la valoración 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 de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas de crudo y de gas natural; (ii) combinaciones de negocios (ver Nota 4); (iii) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 14), (iv) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 20), (v) test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 6, 7, 14 y 22) y (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver apartado 25 de la Nota 2 y Nota 17).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas es un proceso clave para la 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 dichos activos del *Upstream* (ver “*Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos*” en esta Nota). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el “SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resource Management System” referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles. A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH “Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook”

conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas. El SPE-PRMS es uno de los sistemas aceptados por la European Securities and Markets Authority (ESMA). Este cambio, de acuerdo con las políticas contables del Grupo impactará de manera prospectiva en el cálculo de amortizaciones (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

Combinaciones de negocios

El proceso de valoración de los activos y pasivos de Talisman tras la adquisición realizada el pasado 8 de mayo, ha requerido por parte de la Dirección del Grupo Repsol de juicios y estimaciones significativas que se reflejan en la Nota 4.1.

Provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar de las estimaciones previamente realizadas debido a diferencias en la identificación de fechas, interpretación de las normas, opiniones técnicas y evaluaciones de la cuantía de los daños.

Repsol realiza juicios y estimaciones para el registro de provisiones de desmantelamiento asociadas a sus actividades de producción de hidrocarburos. La complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda, el riesgo país y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas que utiliza el Grupo es del 4,75% (4,03% en 2014).

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, para lo que se basa en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación en función de las leyes y regulaciones aplicables, la identificación y evaluación de los efectos causados sobre el medio ambiente, así como 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 que las afectan, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Notas 14, 20 y 28).

Cómputo del impuesto sobre beneficios, los créditos fiscales y los 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 realización de los créditos fiscales y de los activos por impuestos diferidos, así como de la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en la evolución prevista de los negocios de la compañía o en las normas impositivas o en su interpretación, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los saldos de impuestos de la compañía (ver Nota 20).

Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existen indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y al menos una vez al año.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) cuando dicho activos, individualmente considerados, no generan flujos de efectivo independientes de los generados por los otros activos de la UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio y de las áreas geográficas en las que opera la compañía. En este sentido, en el segmento *Upstream*, cada UGE se corresponde con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas “bloques”; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí, dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso del *Downstream*, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Estaciones de Servicio y GLP) y áreas geográficas. En relación con el Gas & Power se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica.

El fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGE o grupos de UGE que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en la cuenta de resultados.

Una vez se ha registrado una pérdida por deterioro de valor, la base de amortización a considerar a partir de ese momento tendrá en cuenta con carácter prospectivo la reducción del valor del activo.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un periodo anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

En el caso de una reversión de un deterioro de valor previamente registrado, el importe en libros del activo (o de la UGE) se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en periodos anteriores.

La metodología utilizada por el Grupo en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE, que se realizan empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Las variables macroeconómicas utilizadas son las establecidas en el presupuesto anual y en el plan estratégico, que definen un marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad que contempla variables como inflación, PIB, tipo de cambio, etc. El marco macroeconómico mencionado se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).

La valoración de los activos de Exploración y Producción (*Upstream*) utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los principios generales aplicados para la determinación de las variables que más afectan a los flujos de caja de ese negocio se describen a continuación:

- a) Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI (West Texas Intermediate) y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. La senda de precios del Grupo se elabora de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros. Esta senda es coherente con el presupuesto anual y con el plan estratégico actualizado. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por los cinco años de la senda corporativa, los precios futuros se escalan en línea con los costes operativos e inversiones. En concreto, el Grupo ha utilizado a 31 de diciembre de 2015 la siguiente senda de precios para el cálculo del valor en uso de sus activos:

Escenario Base	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes
Brent/WTI (\$/ barril)	40	55	65	75	85	+ 2%
HH (\$/ Mbtu)	2,6	3,2	3,7	4,2	4,8	+ 2%

- b) Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas, no probadas y los recursos. Para la estimación de reservas probadas, no probadas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS (Society of Petroleum Engineers - Petroleum Resources Management System).
- c) Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos hasta el año 2020. A partir del 2021 el factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor ha sido del 2%.

En el caso del *Downstream*, para la estimación de los flujos de caja de sus negocios se calcula la evolución prevista de las variables clave (márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad) de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes estratégicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El periodo de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. De forma particular:

- a) En el negocio de Refino y por el efecto de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías, se realizan proyecciones a 25 años. A los efectos del cálculo de los valores residuales, se consideran únicamente las inversiones de mantenimiento y en su caso las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGE.
- b) Los flujos de caja en los negocios de Gas&Power han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:
- i. Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH, Algonquin y NBP (National Balancing Point), ajustándose de acuerdo con referencias

del mercado correspondiente en caso de que los precios internacionales no reflejen las circunstancias del mismo. Al igual que lo descrito para el segmento de *Upstream* estos precios se obtienen de la senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético y son consistentes con los utilizados en el presupuesto anual y en el plan estratégico actualizado.

- ii. Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL. Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio y a la actividad prevista de Trading, todo ello conforme al presupuesto y al plan estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos como la estimación de precios indicada en el punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

Estos flujos de efectivo futuros se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, determinada en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos, incluyendo el riesgo-país. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de negocio y crediticio. Para que los cálculos sean consistentes, las estimaciones de flujos de caja futuros no reflejan los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada, o viceversa. La tasa de descuento utilizada considera el apalancamiento medio del sector durante los últimos cinco años, como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia empresas petroleras comparables.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2015 y 2014, por segmento y por región son las siguientes:

	2015	2014
UPSTREAM ⁽¹⁾		
Sudamérica	7,7% - 14,4%	7,2% - 11,1%
Europa, África y Brasil	6,9% - 12,2%	7,5% - 9,5%
Norteamérica	8,0% - 8,2%	7,5%
Asia y Rusia	8,4% - 12,2%	10,3%
DOWNSTREAM ⁽²⁾		
	4,2% - 9,9%	3,4% - 9,6%

⁽¹⁾ Tasas de descuento en dólares.

⁽²⁾ Tasas de descuento en euros y en dólares.

El aumento de tasas en 2015 respecto a 2014 se debe fundamentalmente a un mayor riesgo-país, riesgo de negocio y riesgo crediticio.

(4) PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES

4.1) Adquisición de Talisman Energy Inc.

El 8 de mayo de 2015 Repsol, a través de su filial canadiense Repsol Energy Resources Canada Inc., ha adquirido el 100% de las acciones ordinarias de Talisman Energy Inc. (en adelante “Talisman”)¹ por un importe de 8 dólares americanos por acción y el 100% de sus acciones preferentes por un importe de 25 dólares canadienses por acción preferente.

¹ Con fecha 1 de Enero de 2016 ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil & Gas Canada Inc. (véase Nota 32).

Tras el cierre de la transacción se ha procedido a la exclusión de cotización de las acciones ordinarias de Talisman en las Bolsas de Toronto y Nueva York y de las acciones preferentes en la Bolsa de Toronto, estas últimas convertidas en acciones ordinarias con posterioridad. Talisman está constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (“*Canada Business Corporations Act*”).

El importe total pagado para la adquisición asciende a 8.005¹ millones de euros, que incluye 8.289 millones de dólares estadounidenses pagados por sus acciones ordinarias y 201 millones de dólares canadienses pagados por sus acciones preferentes.

Para la integración de Talisman en los estados financieros del Grupo, de acuerdo con la normativa contable (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”), el precio de compra se ha asignado a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de la estimación de sus valores razonables a la fecha de adquisición.

El valor razonable de los activos y pasivos de *Upstream* se ha calculado siguiendo un enfoque de ingresos (“*Income approach*”, descuento de flujos de caja considerando variables no observables en el mercado²) y de mercado (“*Market metrics*”, precios de transacciones comparables). Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones de flujos de caja de los activos son: i) precios de los hidrocarburos³, ii) reservas y perfiles de producción, iii) costes operativos e inversiones, incluidos costes de abandono y iv) tasas de descuento. El valor razonable estimado de la deuda financiera a largo plazo se ha calculado tomando como base precios observables en el mercado⁴.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se han revaluado los siguientes activos y pasivos a partir del balance consolidado de Talisman de fecha 8 de mayo:

- Inmovilizado material del segmento *Upstream*, principalmente en Estados Unidos, Canadá, Indonesia, Vietnam, Colombia y Argelia (3.888 millones de euros).
- Provisiones para cubrir los desembolsos futuros derivados de los negocios adquiridos, así como contingencias de naturaleza legal, fiscal y medioambiental, por un importe agregado de - 2.883 millones de euros (Ver Nota 14 “*Provisiones corrientes y no corrientes*”, Nota 20 “*Situación fiscal*” y Nota 28 “*Contingencias Legales*”).
- Pasivo neto por impuesto diferido por importe de -782 millones de euros que surgen como consecuencia, principalmente, de la revalorización de los activos del segmento *Upstream* mencionados anteriormente. Incluye la activación de créditos fiscales en Estados Unidos por importe de 320 millones de euros.
- Pasivos financieros correspondientes a la diferencia entre la estimación del valor de mercado de la deuda financiera y su valor en libros, por importe de -222 millones de euros.

Se asigna al fondo de comercio (2.510 millones de euros) la diferencia entre el precio de adquisición de Talisman y el valor razonable de los activos y pasivos que se registran, incluyendo los impuestos diferidos que surgen por las diferencias entre el nuevo valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal. El valor del fondo de comercio se justifica con las sinergias que se espera materializar tras la adquisición, como consecuencia de las mejoras en la eficiencia de las operaciones, la disminución de los

¹ Incluye el efecto de las operaciones de cobertura del riesgo de tipo de cambio sobre el precio de adquisición (ver Nota 17).

² Datos de entrada de nivel 3 de acuerdo a las jerarquías de valor razonable definidas por la NIIF13 “*Medición del valor razonable*”.

³ Correspondiente a la senda de precios utilizada para el Plan Estratégico 2016 -2020 (Brent 65; 75; 85; 90 y 91,8 \$/barril y HH 3,5; 4; 4,6; 4,7 y 4,8 \$/MBtu) publicado el 15 de octubre de 2015.

⁴ Datos de entrada de nivel 2 de acuerdo a las jerarquías de valor razonable definidas por la NIIF13 “*Medición del valor razonable*”.

gastos generales y de administración, así como por la existencia de otros activos intangibles no reconocidos de acuerdo con la normativa contable. El fondo de comercio no es fiscalmente deducible y no se amortiza, pero se somete a test de deterioro para evaluar periódicamente su recuperabilidad.

Repsol ha solicitado dos informes de valoradores independientes para la revisión de la asignación del precio de adquisición de Talisman a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de su valor razonable. Las conclusiones de estos informes han sido consideradas en la valoración de los activos y pasivos de Talisman. Las valoraciones incluidas en estos informes no difieren significativamente de las utilizadas por Repsol.

La contabilización de esta combinación de negocios, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición, sería revisada si se dieran las circunstancias previstas en la NIIF 3 “Combinaciones de negocios”.

El detalle de los activos netos adquiridos al 8 de mayo de 2015 y el fondo de comercio generado tras esta adquisición es el siguiente:

Millones de euros	Valor razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Inmovilizado intangible	87	412
Inmovilizado material	13.817	9.929
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	452	505
Activos por impuesto diferido	2.348	2.022
Otros activos no corrientes	106	106
Otros activos corrientes	735	765
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	491	458
Total Activos	18.036	14.197
Provisiones no corrientes	(4.606)	(1.820)
Pasivos financieros no corrientes	(3.613)	(3.391)
Pasivos por impuesto diferido	(1.875)	(767)
Otros pasivos no corrientes	(108)	(108)
Provisiones corrientes	(661)	(564)
Pasivos financieros corrientes	(985)	(985)
Otros pasivos corrientes	(693)	(693)
Total Pasivos	(12.541)	(8.328)
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	5.495	5.869
COSTE DE ADQUISICIÓN	8.005	
FONDO DE COMERCIO	2.510	

Los ingresos de explotación y los resultados obtenidos por Talisman en el período, desde la fecha de adquisición, han ascendido a 1.596 y -1.385 millones de euros, respectivamente. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015, los ingresos de explotación y el resultado neto consolidado que hubiese aportado Talisman en el periodo ascenderían a 2.276 y a -1.438 millones de euros, respectivamente.

Los gastos por la transacción incurridos en el periodo ascienden a 44 millones de euros, que se registran en el epígrafe “Otros gastos de explotación”.

4.2) Otras desinversiones significativas de sociedades en 2015

El 24 de septiembre de 2015, Repsol alcanzó un acuerdo con el grupo inversor Ardian para la venta del 10% del capital que mantenía en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (“CLH”) por un precio de 325 millones de euros. Esta transacción ha generado una plusvalía de 293 millones de euros, registrada en el epígrafe “*Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*”.

Para más información sobre cambios en la composición del Grupo en 2015, véase el Anexo Ib “*Principales variaciones del perímetro de consolidación*”.

4.3) Desinversiones en 2014

4.3.1) Desinversión en YPF S.A. e YPF GAS S.A

Acciones expropiadas

El 7 de mayo de 2012 en la República Argentina, entró en vigor la Ley 26.741 (la “*Ley de Expropiación*”), que declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A., pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A., pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas (“*Acciones Expropiadas*”).

El 27 de febrero de 2014 Repsol, S.A., Repsol Capital S.L. y Repsol Butano, S.A. de una parte y la República Argentina, de otra, firmaron el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación (el “*Convenio*”), con el que se pretendía poner fin a la controversia originada por la expropiación. Simultáneamente, Repsol, de un lado, e YPF S.A. e YPF Gas S.A., de otro, suscribieron el “*Convenio de Finiquito*” por el que, principalmente, las partes acordaban el desistimiento de las acciones y/o reclamos iniciados y otorgaban una serie de renunciaciones e indemnidades mutuas.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconocía una deuda, en firme, a Repsol de 5.000 millones de dólares a título de indemnización por la expropiación de las Acciones Expropiadas y por cualquier otro concepto contemplado en el Convenio (la “*Compensación*”), junto con las correlativas indemnidades y las garantías legales y de otro tipo que asegurarían el pago efectivo. Para el pago de la Compensación, la República Argentina entregaría a Repsol títulos de deuda pública argentina (“*Títulos Públicos*”) en dólares, si bien la República no quedaba liberada de su obligación de pago con su sola entrega sino cuando Repsol cobrara el importe total de la Compensación.

El 8 de mayo de 2014 entró en vigor el Convenio y la República Argentina entregó a Repsol como pago de la Compensación una cartera de Títulos Públicos con valor nominal total de 5.317 millones de dólares. Contablemente se dieron de baja los derechos correspondientes a las Acciones Expropiadas (5.000 millones de dólares reconocidos en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*”) y se registró el derecho de cobro de la Compensación reconocida en el Convenio por su valor razonable, de acuerdo al valor recuperable esperado, por un importe de 5.000 millones de dólares (en el epígrafe de “*Activos financieros no corrientes*”). También se transfirió a la cuenta de pérdidas y ganancias (“*Resultado del ejercicio por operaciones interrumpidas*”) un importe negativo de 28 millones de euros, previamente registrado en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, correspondiente al impacto del tipo de cambio dólar/euro sobre las Acciones Expropiadas.

Entre el 9 y el 22 de mayo de 2014 Repsol formalizó con JP Morgan Securities varias operaciones de venta de la totalidad de los Títulos Públicos por un precio total de 4.997 millones de dólares. Con estas ventas quedó extinguida la deuda reconocida, cancelándose el derecho de cobro reconocido por la República Argentina. El importe total de los intereses, gastos y diferencias de cambio asociadas a la adquisición, tenencia y venta de estos bonos supuso un resultado financiero negativo de 59 millones de euros antes de impuestos.

Acciones no expropiadas

En 2014 Repsol vendió las acciones no expropiadas del Grupo en YPF, S.A., representativas del 12,38% del capital social de YPF S.A., por un precio de 1.316 millones de dólares. Estas operaciones generaron una plusvalía antes de impuestos de 453 millones de euros, registrada en el epígrafe “*Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros*” del resultado financiero. En 2015 se han vendido las acciones no expropiadas de YPF Gas S.A. a YPF S.A. por un importe de 14 millones de euros.

4.3.2) Otras desinversiones de 2014

Venta de parte de los activos y negocios del GNL

En el marco del compromiso de desinversiones recogido en el anterior Plan Estratégico 2012-2016, el 1 de enero de 2014 se culminó la venta de la última parte de los activos y negocios de GNL a Shell que se había iniciado el 26 de febrero de 2013.

En esta última transacción se vendió Repsol Comercializadora de Gas, S.A. por 730 millones de dólares, sociedad dedicada a las actividades de comercialización, transporte y trading de gas natural licuado. A 31 de diciembre de 2013 los activos y pasivos de esta sociedad se encontraban clasificados como mantenidos para la venta hasta su venta definitiva en enero de 2014.

El valor contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	236
Otros activos corrientes	210
Activo no corriente	1.110
TOTAL ACTIVO	1.556
Pasivo corriente	1.172
Pasivo no corriente	284
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	1.456
ACTIVOS NETOS	100

Esta operación generó en 2014 una plusvalía antes de impuestos de 433 millones de euros (este importe incluyó las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, que ascendían a 3 millones de euros) que se registró en el epígrafe de “*Resultado de operaciones interrumpidas*”.

Por otro lado en el mes de marzo de 2014 Repsol vendió a Enagás su participación del 10% en el gasoducto de Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) por 109 millones de euros una vez deducidos los ajustes al precio.

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO ¹

5.1 Definición de 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*.

¹ Toda la información presentada a lo largo de esta Nota incluye todas las magnitudes de Talisman desde su toma de control, y salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo.

La definición de los segmentos de negocio del Grupo Repsol se basa en la delimitación de las diferentes actividades desarrolladas que generan ingresos y gastos, así como de la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo (Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream* de Repsol) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

A 31 de diciembre de 2015, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de las reservas de crudo y gas natural.
- *Downstream*, correspondiente, principalmente, a (i) las actividades de refinación, trading y transporte de crudo y productos, así como de comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y GLP (ii) la comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y (iii) los proyectos de generación renovable.
- *Gas Natural Fenosa*, correspondiente a la participación en Gas Natural SDG, S.A., cuyas actividades principales son la distribución y comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Por último *Corporación y ajustes* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación y el resultado financiero, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

Como consecuencia de la culminación en enero de 2014 de la venta de gran parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4), el segmento GNL perdió su consideración de segmento de operación. A partir de dicha fecha los activos y negocios del GNL retenidos por el Grupo se consideran de manera conjunta con el resto de actividades del *Downstream*.

5.2 Modelo de presentación de los resultados de los segmentos

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los de negocios conjuntos¹ u otras sociedades gestionadas operativamente como tales², de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

Por otra parte, el Grupo, atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el denominado Resultado Neto Ajustado, que se corresponde con el resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición (“*Current Cost of Supply*” o CCS) y neto de impuestos.

El método de valoración de existencias a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria, difiere del criterio aceptado en la normativa contable europea Coste Medio Ponderado (MIFO). El método CCS se utiliza para facilitar la comparabilidad con otras compañías del sector. De acuerdo con el mismo, los precios de compra de los volúmenes vendidos en el periodo se determinan de acuerdo con

¹ Véase la Nota 8 “*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*” y el Anexo I “*Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015*” donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

² Corresponde a Petrocarabobo, S.A., (Venezuela) entidad asociada del Grupo (ver Nota 8).

los precios actuales de las compras de dicho periodo. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado Neto Ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial. Este Efecto Patrimonial se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios y se corresponde con la diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a Coste Medio Ponderado.

Asimismo, el Resultado Neto Ajustado tampoco incluye los denominados Resultados No Recurrentes, esto es, aquellos que se originan por hechos o transacciones de características excepcionales o que no son operaciones ordinarias o típicas de la empresa. El Resultado No Recurrente se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios.

No obstante, en el Resultado Neto Ajustado del segmento Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia¹.

En cualquier caso, para cada una de las magnitudes que se presentan por segmentos (resultado neto ajustado, efecto patrimonial, resultado no recurrente...), se indican en el Anexo III “*Conciliación magnitudes (NIIF-UE) y modelo de reporting*” las partidas y los conceptos que permiten su conciliación con las magnitudes correspondientes preparadas de acuerdo con las NIIF-UE.

5.3 Resultados del periodo por segmentos

SEGMENTOS	Millones de euros	
	31/12/2015	31/12/2014
Upstream	(909)	589
Downstream	2.150	1.012
Gas Natural Fenosa	453	441
Corporación y ajustes	166	(335)
Resultado neto ajustado de los segmentos sobre los que se informa	1.860	1.707
Efecto patrimonial	(459)	(606)
Resultado no recurrente	(2.628)	(86)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	597
RESULTADO NETO	(1.227)	1.612

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE, véase Anexo III.

Para la explicación de los resultados acumulados por segmentos, véase el apartado 5 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2015.

5.4 Información por áreas geográficas y segmentos

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2015 y 2014, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, son los siguientes:

¹ El resto de magnitudes (cifra de negocios, capital empleado, inversiones de explotación...) únicamente incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo Repsol como accionista de Gas Natural SDG, S.A. (dividendos...).

	Millones de euros							
	Importe neto de la cifra de negocios		Resultado neto ajustado ⁽¹⁾		Inversiones Netas de explotación		Activos no corrientes ⁽²⁾	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Upstream	4.781	4.282	(909)	589	11.270	2.675	28.239	12.293
Europa, África y Brasil	1.088	985	(124)	205	774	417	2.922	2.213
Sudamérica	1.912	2.372	(27)	653	1.139	730	6.317	4.872
Norteamérica	989	765	(112)	195	225	507	9.429	2.706
Asia y Rusia	792	160	19	22	112	23	3.348	178
Exploración y otros	-	-	(665)	(486)	9.020 ⁽³⁾	998	6.223	2.324
Downstream	37.763	44.721	2.150	1.012	493	671	10.720	11.307
Europa	34.979	41.527	2.046	784	272	546	9.085	9.447
Resto del Mundo	4.715	5.935	104	228	221	125	1.635	1.861
Ajustes	(1.931)	(2.741)	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa	-	-	453	441	-	-	4.769	4.567
Corporación y otros ajustes	(1.084)	(1.343)	166	(335)	97	79	757	816
TOTAL	41.460	47.660	1.860	1.707	11.860	3.425	44.485	28.983

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE véase el Anexo III.

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período netas de desinversiones, pero no incluye inversiones en “*Otros activos financieros*”.

⁽²⁾ Se excluyen las “*Inversiones financieras no corrientes*”, “*Activos por impuestos diferidos*” y “*Otros activos no corrientes*”.

⁽³⁾ Incluye principalmente el precio pagado por la adquisición de Talisman por importe de 8.005 millones de euros.

Otras magnitudes relevantes atribuidas a cada segmento a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Millones de euros									
	Upstream		Downstream		Gas Natural Fenosa		Corporación y Ajustes		Total	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Inv. Cont. por el método de la participación	350	206	203	100	4.769	4.567	-	-	5.322	4.873
Rdo. Inv. Cont. por el método de la participación	-	63	16	14	453	439	(0)	-	469	516
Dotación de amortización de inmov.	(2.852)	(1.563)	(737)	(704)	-	-	(64)	(59)	(3.653)	(2.326)
Ingresos / (gastos) por deterioros ⁽¹⁾	(3.669)	(788)	(438)	152	-	-	(46)	(2)	(4.153)	(638)
Impuesto sobre beneficios	1.256	(446)	(503)	(204)	-	-	61	97	814	(553)
Capital Empleado ⁽²⁾	23.202	11.167	9.758	11.492	4.769	4.567	2.894	2.863	40.623	30.089

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE véase Anexo III.

⁽¹⁾ Ver Nota 6, 7, 14 y 22.

⁽²⁾ Incluye el capital empleado (ver Nota 16.2) correspondiente a los negocios conjuntos, las partidas correspondientes al activo no corriente no financiero, el fondo de maniobra operativo y otras partidas del pasivo no financieras.

(6) INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

Millones de euros	Otro Inmovilizado Intangible ⁽⁶⁾								Total
	Fondo de Comercio	Upstream			Downstream y Corporación				
		Permisos exploración	Aplicaciones informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación EE.S y otros derechos ⁽³⁾	Aplicaciones informáticas	Derechos de emisión CO ₂ ⁽²⁾	Concesiones y otros ⁽⁴⁾	
COSTE									
Saldo a 1 de enero de 2014	490	770	45	68	729	388	73	201	2.764
Inversiones ⁽¹⁾	-	38	9	-	31	50	-	3	131
Retiros o bajas	(2)	-	(1)	-	(16)	(1)	-	(3)	(23)
Diferencias de conversión	10	97	3	-	14	3	-	2	129
Variación del perímetro de consolidación	11	-	-	-	-	3	-	1	15
Reclasificaciones y otros movimientos	(4)	12	1	-	13	3	(16)	6	15
Saldo a 31 de diciembre de 2014	505	917	57	68	771	446	57	210	3.031
Inversiones ⁽¹⁾	-	75	17	-	28	60	-	9	189
Retiros o bajas	(32)	(10)	-	-	(46)	-	-	(1)	(89)
Diferencias de conversión	114	98	7	-	11	3	-	(1)	232
Variación del perímetro de consolidación	2.668	-	-	-	-	-	-	89	2.757
Reclasificaciones y otros movimientos	9	42	88	9	19	2	27	(19)	177
Saldo a 31 de diciembre de 2015	3.264	1.122	169	77	783	511	84	287	6.297
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 de enero de 2014	-	(113)	(30)	-	(446)	(278)	(17)	(151)	(1.035)
Amortizaciones	-	(54)	(4)	-	(42)	(23)	-	(2)	(125)
Retiros o bajas	-	-	-	-	14	1	-	2	17
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(7)	(20)	-	-	-	-	(1)	1	(27)
Diferencias de conversión	-	(16)	(1)	-	(7)	(2)	-	(2)	(28)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	4	-	18	6	28
Saldo a 31 de diciembre de 2014	(7)	(203)	(35)	-	(477)	(302)	-	(148)	(1.172)
Amortizaciones	-	(58)	(22)	(3)	(44)	(32)	-	(1)	(160)
Retiros o bajas	-	12	-	-	44	-	-	-	56
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(158)	(228)	-	(66)	(1)	-	-	(11)	(464)
Diferencias de conversión	-	(24)	(2)	-	(6)	(2)	-	(2)	(36)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	-	(2)	-	3	1
Saldo a 31 de diciembre de 2015	(165)	(501)	(59)	(69)	(484)	(338)	-	(159)	(1.775)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014	498	714	22	68	294	144	57	62	1.859
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015	3.099	621	110	8	299	173	84	128	4.522

(1) Las inversiones en 2015 y 2014 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a bonos exploratorios en Norteamérica en 2015 y en Gabón y Rumania en 2014.

(2) En el ejercicio 2015, incluye, fundamentalmente, 62 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2015 de acuerdo con el Plan de Asignación Nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2014 por importe de 54 millones de euros. En el ejercicio 2014, incluye, fundamentalmente, 43 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2014 de acuerdo con el Plan de Asignación Nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2013 por importe de 54 millones de euros.

(3) Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S) y otros derechos, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan (ver el apartado 7 de la Nota 2 “Bases de presentación”).

(4) En *Downstream* incluye principalmente en 2015 las concesiones correspondientes a los permisos de construcción y explotación de los proyectos de energía eólica marina en Reino Unido y las concesiones en el puerto de A Coruña y Tarragona.

(5) Ver Nota 22.

(6) En 2015 y 2014, “Otro inmovilizado intangible” incluye activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 151 y 140 millones de euros, respectivamente, correspondientes fundamentalmente a los derechos de vinculación de estaciones de servicio. Por otro lado, dicho epígrafe incluye en 2015 y 2014 activos con vida útil indefinida (no amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente) por importe de 3 y 7 millones de euros, respectivamente.

Fondo de comercio

El epígrafe “Variaciones del perímetro de consolidación” incluye fundamentalmente la asignación del fondo de comercio asociado a la combinación de negocios de Talisman correspondiente a la diferencia entre el precio y el valor razonable de los activos y pasivos reconocidos en la fecha de adquisición (ver Nota 4.1).

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros	
	2015	2014
Talisman Energy Inc. ⁽¹⁾	2.574	-
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	98	89
Otras compañías	155	137
TOTAL ⁽²⁾	3.099	498

(1) Adquisición de Talisman el 8 de mayo por parte del Grupo Repsol, ver Nota 4.1.

(2) Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 169 y 11 millones de euros en 2015 y 2014 respectivamente (ver Nota 22).

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2015 y 2014 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Upstream ⁽¹⁾	2.589	-
Downstream ⁽²⁾	510	498
Europa	422	420
Resto del Mundo	88	78
TOTAL	3.099	498

(1) Corresponde en su práctica totalidad al fondo de comercio que surge de la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1), que se ha asignado al segmento *Upstream*. Las sinergias que surgen de la integración de esta compañía, tanto por mayor eficiencia de las operaciones como por reducción de gastos, benefician al segmento en su conjunto, no son asignables a ninguna UGE de forma individualizada y es intención de la Dirección de Repsol evaluar la recuperabilidad del fondo de comercio a ese nivel.

(2) Corresponde a un total de 12 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 23% del total del segmento.

Para aquellas UGE que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes que se han llevado a cabo han considerado las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad

Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent, WTI y HH)	5%
Descenso en el volumen de ventas	5%
Aumento de los costes operativos e inversión	5%
Descenso en el margen de contribución unitario	5%
Aumentos en la tasa de descuento	100 p.b

Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable de las UGE que tienen asignado fondo de comercio no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2015.

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe “*Inmovilizado material*” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

COSTE	Upstream			Downstream y Corporación				Total
	Inversión en zonas con reservas	Inversiones de exploración	Otro inmovilizado	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	
Saldo a 1 de enero de 2014	8.563	1.724	256	2.383	17.873	1.218	912	32.929
Inversiones	691	901	115	44	12	22	598	2.383
Retiros o bajas	-	(38)	(7)	(19)	(194)	(16)	(124)	(398)
Diferencias de conversión	1.134	177	36	56	283	27	17	1.730
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	(1)	-	11	28	-	-	38
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(43)	(48)	(21)	30	564	32	(689)	(175)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	10.345	2.715	379	2.505	18.566	1.283	714	36.507
Inversiones	912	884	84	14	11	40	732	2.677
Retiros o bajas	(362)	(254)	(39)	(8)	(62)	(9)	(14)	(748)
Diferencias de conversión	1.551	262	43	54	273	27	21	2.231
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	12.532	1.344	92	-	1	2	14	13.985
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(210)	12	12	32	(37)	40	(522)	(673)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	24.768	4.963	571	2.597	18.752	1.383	945	53.979
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2014	(3.721)	(1.161)	(88)	(909)	(9.990)	(1.034)	-	(16.903)
Amortizaciones ⁽⁴⁾	(627)	(343)	(12)	(43)	(587)	(59)	-	(1.671)
Retiros o bajas	-	16	5	13	184	119	-	337
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(383)	(103)	-	21	121	18	-	(326)
Diferencias de conversión	(526)	(98)	(9)	(42)	(125)	(17)	-	(817)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	(18)	-	-	(18)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	1	14	1	2	10	4	-	32
Saldo a 31 de diciembre de 2014	(5.256)	(1.675)	(103)	(958)	(10.405)	(969)	-	(19.366)
Amortizaciones ⁽⁴⁾	(1.476)	(599)	(37)	(47)	(609)	(60)	-	(2.828)
Retiros o bajas	35	246	11	6	52	8	-	358
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(2.182)	(405)	(24)	(24)	(496)	(23)	-	(3.154)
Diferencias de conversión	(592)	(112)	(10)	(40)	(128)	(17)	-	(899)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	2	90	(3)	-	268	(10)	-	347
Saldo a 31 de diciembre de 2015	(9.469)	(2.455)	(166)	(1.063)	(11.318)	(1.071)	-	(25.542)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014	5.089	1.040	276	1.547	8.161	314	714	17.141
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015 ⁽³⁾	15.299	2.508	405	1.534	7.434	312	945	28.437

(1) Ver en Nota 4 “*Principales adquisiciones y desinversiones*”.

(2) En 2015 y 2014 incluye reclasificaciones del epígrafe “*Inmovilizado en curso*” fundamentalmente a “*Maquinaria e instalaciones*”, por diversos proyectos de mejora, reparación y remodelación de las refinerías del Grupo. Adicionalmente en 2015 incluye reclasificaciones del epígrafe “*Maquinaria e instalaciones*” al epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” por los activos correspondientes a los negocios de gas canalizado en España (ver Nota 9).

(3) A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe de las provisiones por deterioro de activos acumuladas ascendía a 4.466 y 1.267 millones de euros, respectivamente.

(4) El incremento en 2015 en el segmento *Upstream* respecto al ejercicio anterior se explica fundamentalmente por mayores amortizaciones de bonos y sondeos exploratorios, fundamentalmente en Angola, Estados Unidos y Noruega, y la amortización de los activos productivos incorporados en la combinación de negocios de Talisman Energy (ver Nota 4.1).

(5) Ver Nota 22.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 5.4 “*Información por áreas geográficas y segmentos*” que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

En diciembre de 2015, Repsol ha alcanzado un acuerdo con Statoil para la venta del 13% de su participación en el bloque de activos de Eagle Ford en EEUU (ver Anexo II) y la compra del 15% de la participación en el campo en producción de Gudrun en Noruega. Los activos asociados a ambas transacciones han sido valorados por un importe similar equivalente de 354 millones de euros y por tanto sin impacto significativo en la cuenta de resultados.

En el epígrafe "*Inmovilizado Material*" en los ejercicios 2015 y 2014 se incluyen 918 millones de euros y 1.477 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2015 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 848 millones de euros y a 1.410 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente (ver Nota 18).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 261 y 245 millones de euros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2016 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2. En 2015 y 2014, el coste medio de activación ha sido 3,55% y 3,33% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 104 y 57 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados adjunta.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 634 y 1.042 millones de euros a 31 de diciembre de 2015, respectivamente y 626 y 774 millones de euros a 31 de diciembre de 2014, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.170 y 8.412 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente.

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

(8) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN¹

El detalle de las principales inversiones que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación así como sus resultados, en cada uno de los periodos correspondientes son:

	Millones de euros			
	Valor contable de la inversión		Resultado por integración ⁽¹⁾	
	2015	2014	2015	2014
Negocios conjuntos	11.632	10.857	(32)	816
Asociadas ⁽²⁾	126	253	(62)	76
TOTAL	11.758	11.110	(94)	892

⁽¹⁾ Corresponde a los resultados del periodo de operaciones continuadas e interrumpidas. No incluye el Otro resultado integral por importe de 462 millones de euros en 2015 (452 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 11 millones de euros correspondientes a asociadas) y de 660 millones de euros en 2014 (636 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 25 millones de euros correspondientes a asociadas).

⁽²⁾ En 2015 incluye fundamentalmente las participaciones en Petrocarabobo, S.A. En octubre de 2015 se ha completado la alianza entre Repsol y el mexicano Grupo KUO en el negocio conjunto Dynasol, en el que Repsol ha aportado, entre otros, la compañía asociada Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V. clasificada en este epígrafe a 31 de diciembre de 2014.

¹ Véase Anexo III.

Variaciones del período

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	11.110	10.340
Inversiones netas ⁽¹⁾	496	11
Variaciones del perímetro de consolidación	400	(3)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia ⁽²⁾	(94)	892
Dividendos repartidos	(451)	(635)
Diferencias de conversión	462	660
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(165)	(155)
Saldo al cierre del ejercicio	11.758	11.110

⁽¹⁾ En 2015 incluye operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A (ver Nota 21).

⁽²⁾ En 2015 incluye 291 millones de euros por los deterioros de activos en Venezuela y 40 millones de euros en Colombia (ver Nota 22).

⁽³⁾ En 2015 incluye fundamentalmente la reclasificación de la participación del 17,5% en el área de Cardón IV desde el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” (ver Nota 9). En 2014 incluye la devolución de parte de los fondos propios de Repsol Sinopec Brasil, S.A. por importe de 64 millones de euros.

En 2015 incluye principalmente la incorporación de las inversiones en los negocios conjuntos de Talisman Sinopec Energy United Kingdom Limited (TSEUK) y Equion Energia Limited (Equion) como consecuencia de la combinación de negocios de Talisman del 8 de mayo; así como la venta de la participación del 10% en la asociada Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. “CLH” (ver Nota 4).

Entidades filiales de Talisman Energy Inc.

TSEUK se encuentra participada por las sociedades Talisman Energy Inc. y Addax Petroleum UK Limited, filial del Grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente, siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte. Este negocio conjunto se gobierna a través de un acuerdo de accionistas, que requiere del consentimiento unánime de ambos accionistas para todas las decisiones significativas financieras y operativas. Repsol ha reconocido una provisión por las obligaciones asociadas a su participación en TSEUK (ver Nota 14), siendo el valor en libros de dicho negocio nulo.

Equion es una compañía participada al 51% y 49% por Ecopetrol, S.A. y Talisman Energy Inc., respectivamente. Equion realiza principalmente actividades de exploración, investigación, explotación, desarrollo y comercialización de hidrocarburos y productos derivados en Colombia. El valor de esta inversión a 31 de diciembre de 2015 asciende a 263 millones de euros.

Principales negocios conjuntos

Las inversiones contabilizadas por el método de la participación corresponden fundamentalmente a los negocios conjuntos en:

Grupo Gas Natural Fenosa (GNF)

Repsol participa en GNF, a través de una participación del 30% en el capital de Gas Natural SDG, S.A. Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35 (véase Nota 13 “*Patrimonio Neto*”).

Las principales actividades de GNF son la exploración y producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad. Opera principalmente en España y, fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, Europa (Francia, Italia, Moldavia y Portugal) y África.

Repsol y La Caixa ejercen el control conjunto en GNF mediante acuerdo de accionistas de fecha 11 de enero de 2000 (modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003). Conforme al régimen de publicidad de los pactos parasociales, previsto en el actual artículo 531 de la Ley de Sociedades de Capital, estos acuerdos han sido comunicados a GNF y a la CNMV, depositados en el Registro Mercantil de Barcelona (en el que figura inscrita GNF) y publicados como hechos relevantes.

En 2014 el grupo Gas Natural Fenosa adquirió la compañía chilena Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”), cuya OPA fue aceptada el 14 de noviembre de 2014 por el 96,72% del capital y en la que se adquirieron 402.122.728 acciones por un importe total aproximado de 2.519 millones de euros (importes correspondientes al Grupo GNF).

Repsol Sinopec Brasil (RSB)

Repsol tiene una participación del 60% en el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), integrado por Repsol Sinopec Brasil, S.A. y sus sociedades dependientes (ver Anexo I). La participación de Repsol se instrumenta mediante la titularidad de acciones representativas del 60% del capital de Repsol Sinopec Brasil, S.A. y el control compartido se mantiene a través de los acuerdos existentes con el grupo Sinopec firmados en diciembre de 2010.

Las principales actividades de esta sociedad son la exploración y producción de hidrocarburos, importación y exportación de hidrocarburos y productos derivados, almacenamiento, distribución, venta de petróleo, derivados del petróleo y gas natural, así como la prestación de servicios relacionados con dichas actividades. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Brasil.

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol, véase la Nota 15 “*Pasivos financieros*”.

A continuación se presenta información financiera resumida de los negocios conjuntos identificados como más significativos, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 2 “*Bases de presentación*” y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

	Millones de euros			
	GNF		RSB	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos de explotación	26.015	25.318	856	698
Amortización y provisiones por deterioro	(1.750)	(1.619)	(335)	(307)
Otros gastos de explotación ⁽¹⁾	(21.003)	(20.509)	(532)	(299)
Resultado de explotación	3.262	3.190	(11)	92
Ingresos financieros ⁽²⁾	150	121	38	81
Gastos financieros ⁽²⁾⁽³⁾	(1.044)	(922)	(36)	(53)
Resultado entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	(4)	(475)	20	7
Resultado antes de impuestos	2.364	1.914	11	127
Gasto por impuesto	(573)	(256)	(204)	(103)
Resultado del periodo de las operaciones continuadas	1.791	1.658	(193)	24
Resultado del periodo de las operaciones interrumpidas	34	-	-	-
Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante	1.502	1.462	(193)	24
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%
Resultado por integración	453	439	(116)	14
Dividendos	278	271	-	-
Otro resultado integral ⁽⁴⁾	(91)	44	466	494

⁽¹⁾ En 2015 y 2014 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 174 y 147 millones de euros, respectivamente, derivados fundamentalmente de los compromisos de arrendamiento de las plataformas flotantes de

producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 29).

(2) En 2015 y 2014 RSB incluye intereses netos de deuda por importe de 64 y 55 millones de euros.

(3) En 2015 y 2014 RSB incluye gastos por actualización financiera de provisiones de desmantelamiento por importe de 10 y 4 millones de euros.

(4) Corresponde a los “Ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto” y las “Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias” del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

	Millones de euros			
	GNF		RSB	
	2015	2014	2015	2014
Activos				
Activos no corrientes	39.275	39.487	3.688	3.214
Activos corrientes	8.772	10.745	4.956	4.440
<i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	2.390	3.484	18	25
<i>Otros activos corrientes</i>	6.382	7.261	4.938	4.415
Total Activos	48.047	50.232	8.644	7.654
Pasivos				
Pasivos no corrientes	25.632	27.723	814	427
<i>Pasivos financieros</i> ⁽¹⁾	13.147	17.745	-	-
<i>Otros pasivos no corrientes</i> ⁽²⁾	12.485	9.978	814	427
Pasivos corrientes	8.134	8.401	497	480
<i>Pasivos financieros</i> ⁽¹⁾	2.596	2.805	260	62
<i>Otros pasivos corrientes</i> ⁽²⁾	5.538	5.596	237	418
Total Pasivos	33.766	36.124	1.311	907
ACTIVOS NETOS	14.281	14.108	7.333	6.747
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%
Participación en los activos netos	4.305	4.233	4.400	4.048
Plusvalía / (Minusvalía) ⁽³⁾	464	334	-	-
Valor contable de la inversión	4.769	4.567	4.400	4.048

(1) Excluye cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones.

(2) En 2015 y 2014 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento corrientes y no corrientes por importe de 138 y 208 millones de euros.

(3) La plusvalía se corresponde con el importe del fondo de comercio.

(9) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2015 y 2014, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2015	2014
Inmovilizado material y otros activos intangibles	197	18
Otros activos no corrientes	65	80
Activos corrientes	-	-
Activos	262	98
Pasivos no corrientes	(7)	-
Pasivos corrientes	(1)	-
Pasivos	(8)	-
ACTIVOS NETOS	254	98

Repsol ha alcanzado diversos acuerdos en 2015 para venta de su negocio de gas canalizado en España por importe de 788 millones de euros. Parte de los acuerdos se han completado con ventas reconocidas en los estados financieros de 2015 (ver Nota 21), mientras que otros se completarán a lo largo del año 2016

quedando sujetos a la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas. A 31 de diciembre de 2015 se han clasificado activos por valor neto contable de 209 millones de euros en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*”.

El grupo a 31 de diciembre de 2014, el Grupo, tenía registrado en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” fundamentalmente el porcentaje de participación del 17,5% poseído por Repsol Venezuela Gas, S.A. en el área de Cardón IV ubicada en el Golfo de Venezuela, tras la notificación oficial de que Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) iba a adquirir esa participación. En 2015, tras haber comenzado la producción en el área de Cardón IV y no haberse materializado la adquisición por parte de CVP del 17,5% poseído por Repsol, se han reclasificado dichos activos inicialmente registrados como mantenidos para la venta, como mayor valor en el epígrafe de “*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*” (ver Nota 8).

(10) ACTIVOS FINANCIEROS

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

	Millones de euros	
	2015	2014
Activos financieros no corrientes	715	593
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	4	-
Otros activos financieros corrientes	1.237	2.513
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	413	503
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.448	4.638
Total	4.817	8.247

⁽¹⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros activos no corrientes*” del balance de situación consolidado.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros deudores*” del balance de situación consolidado.

Clasificación de activos financieros

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, clasificados por clases de activos es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2015 y 2014													
	Activos financieros mantenidos para negociar		Otros activos financieros a VR con cambios en resultados		Activos financieros disponibles para la venta		Préstamos y partidas a cobrar		Inversiones mantenidas hasta el vencimiento		Derivados de cobertura		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	82	60	-	-	-	-	-	-	82	60
Derivados	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-
Otros activos financieros	-	-	66	90	-	-	567	441	-	2	-	-	633	533
Largo plazo / No corriente	4	-	66	90	82	60	567	441	-	2	-	-	719	593
Derivados	477	618	-	-	-	-	-	-	-	-	1	25	478	643
Otros activos financieros	-	-	11	12	-	-	1.170	2.373	2.439	4.626	-	-	3.620	7.011
Corto plazo / Corrientes	477	618	11	12	-	-	1.170	2.373	2.439	4.626	1	25	4.098	7.654
TOTAL ⁽¹⁾	481	618	77	102	82	60	1.737	2.814	2.439	4.628	1	25	4.817	8.247

⁽¹⁾ En el epígrafe “*Otros activos no corrientes*” y en el epígrafe “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” del balance se incluyen, en 2015, 175 millones de euros a largo plazo y 4.254 millones a corto plazo, y en 2014, 155 millones de euros a largo plazo y 4.550 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior.

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

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Activos financieros mantenidos para negociar	298	356	183	262	-	-	481	618
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	77	102	-	-	-	-	77	102
Activos financieros disponibles para la venta ⁽¹⁾	1	1	-	-	-	-	1	1
Derivados de cobertura	-	2	1	23	-	-	1	25
Total	376	461	184	285	-	-	560	746

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

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 81 y 59 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente, correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39.

Las técnicas de valoración utilizadas para los activos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los activos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

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

Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 17).

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 2015 y 2014 incluyen entre otros, participaciones en fondos de inversión.

Activos financieros disponibles para la venta

Este epígrafe recoge las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	60	1.223
Inversiones	-	3
Desinversiones ⁽¹⁾	(4)	(943)
Ajustes a valor razonable ⁽²⁾	7	(223)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽³⁾	30	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(11)	-
Saldo al cierre del ejercicio	82	60

⁽¹⁾ En 2014 corresponde a la venta de la totalidad de acciones no expropiadas de YPF S.A. por importe de 943 millones de euros (ver Nota 4.3).

⁽²⁾ En 2014 corresponde fundamentalmente a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas.

⁽³⁾ En 2015 corresponde a la participación a través de Talisman (ver Nota 4.1) en el 15% en Transasia Pipeline Company Pvt, Ltd.

Préstamos y partidas por cobrar

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

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2015	2014	2015	2014
No corrientes	567	441	567	441
Corrientes	1.170	2.373	1.170	2.373
Total préstamos y partidas a cobrar	1.737	2.814	1.737	2.814

En 2015 y 2014, dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran préstamos concedidos a sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación (fundamentalmente transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación), por importe de 1.734 y 1.318 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 94 y 66 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente incluyen aquéllos concedidos por el Grupo al grupo Petersen en relación a la financiación de la adquisición de la participación en YPF S.A., que a 31 de diciembre de 2015 y 2014 se encuentran totalmente provisionados.

En 2015 han vencido depósitos “Corrientes” contratados con diferentes entidades financieras por importe de 1.504 millones de euros.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior corresponde a un interés medio de 4,73% y 3,62% en 2015 y 2014, respectivamente.

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

Vencimiento en	Millones de euros	
	2015	2014
2016	-	1
2017	254	227
2018	-	-
2019	281	48
Años posteriores	32	165
Total	567	441

El valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar coincide con su valor contable.

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Millones de euros	
	2015	2014
Inversiones Financieras no corrientes	-	2
Inversiones Financieras temporales	2	-
Equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	126	2.416
Caja y Bancos	2.311	2.210
Total	2.439	4.628

⁽¹⁾ En 2014 incluye 2.125 millones de euros correspondientes a operaciones con pacto de recompra de Deuda Pública española con vencimiento 2 de enero de 2015.

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas hasta el vencimiento coincide con su valor contable, a excepción de las inversiones financieras no corrientes que no difieren de forma significativa.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 0,25% y 0,60% en 2015 y 2014, respectivamente.

(11) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Crudo y gas natural	786	1.549
Productos terminados y semiterminados	1.754	2.136
Materiales y otras existencias	313	246
Total ⁽¹⁾	2.853	3.931

⁽¹⁾ Incluye provisiones por valoración de las existencias por importe de 117 y 225 millones de euros al 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a - 2 y 120 millones de euros respectivamente (- 178 y 1 millones de euros en 2014).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe de existencias de “*commodities*” destinadas a una actividad de “*trading*” inventariadas a valor razonable, menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 624 y 791 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 33 y un gasto de 42 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, curvas forward del mercado en función del plazo de las operaciones. Las principales variables de estas operaciones son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt’s, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2015 y 2014 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo IV), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(12) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Clientes por ventas y prestaciones de servicios (importe bruto)	2.738	3.205
Provisión por insolvencias	(131)	(122)
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	2.607	3.083
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.336	1.221
Deudores por operaciones con el personal	43	48
Administraciones públicas	268	198
Derivados por operaciones comerciales (Nota 10 y 17)	413	503
Otros deudores	2.060	1.970
Activos por impuesto corriente	1.013	632
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.680	5.685

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	122	141
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	13	7
Variaciones de perímetro de consolidación	-	-
Diferencias de conversión	5	5
Reclasificaciones y otros movimientos	(9)	(31)
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	131	122

(13) PATRIMONIO NETO

	Millones de euros	
	31/12/2015	31/12/2014
Fondos propios	26.789	27.502
Capital	1.442	1.375
Prima de Emisión	6.428	6.428
Reservas	19.605	19.783
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(248)	(127)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	(1.227)	1.612
Dividendos y retribuciones	(228)	(1.569)
Otros Instrumentos de patrimonio	1.017	-
Ajustes de valor	1.672	435
Intereses minoritarios	228	217
TOTAL PATRIMONIO NETO	28.689	28.154

13.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2015 y 2014 estaba representado por 1.400.361.059 y 1.350.272.389 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. La Compañía mantiene su programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2016, que se explica a continuación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.441.783.307 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2015.

El 30 de abril de 2015 la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”¹, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2014 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2015, que permite a sus accionistas decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo (mediante la venta a la Sociedad o en el mercado de los derechos de asignación gratuita) o en acciones de la Sociedad.

La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberadas ha tenido lugar en los meses de junio y julio de 2015 y la segunda en diciembre de 2015 y enero de 2016. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2015	Dic. 2015 / Enero 2016
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Periodo de negociación de derechos de asignación gratuita	18 de junio - 3 de julio	19 de diciembre - 7 de enero
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio fijo garantizado	26 de junio	30 de diciembre
	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra ⁽¹⁾	36,5% (502.021.533 derechos)	34,9% (489.071.582 derechos)
	Precio fijo garantizado por derecho	0,484 € brutos / derecho	0,466 € brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	243 millones de €	228 millones de €
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES DE REPSON	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	63,5% (872.672.628 derechos)	65,1% (911.289.456 derechos)
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	34	22
	Nuevas acciones emitidas	25.666.842	41.422.248
	Incremento capital social aproximado	1,87%	2,96%
	Cierre ampliación de capital	6 de julio	8 de enero
	Inicio de la contratación ordinaria de las nuevas acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia	15 de julio	15 de enero

(1) Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos. En el balance de situación a 31 de diciembre de 2015 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe “*Dividendo y retribuciones*” así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por el importe correspondiente de la asignación de derechos de Repsol.

¹ En 2012 Repsol puso en marcha por primera vez el programa “*Repsol Dividendo Flexible*” aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012. Este sistema de retribución al accionista se instrumenta a través de ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado.

Según la última información disponible en el momento de formulación de estas cuentas anuales, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis y Pensions de Barcelona ⁽¹⁾	11,37
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	8,48
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	4,95
Blackrock, Inc. ⁽⁴⁾	3,04

⁽¹⁾ La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.

⁽²⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

⁽³⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

⁽⁴⁾ Blackrock ostenta su participación a través de distintos fondos y cuentas gestionados por gestores de inversiones bajo su control.

A 31 de diciembre de 2015 las siguientes participadas del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.400.361.059	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	10,12	11,52	euros
			Buenos Aires	157,00	178,88	pesos
			OTCQX ⁽²⁾	11,13	12,58	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,82	19,46	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	1.244.680.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,12	0,13	soles

⁽¹⁾ Corresponde a aquellas bolsas o mercados en los que el Grupo ha solicitado la admisión a cotización, y por tanto, no incluye aquellas otras bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan estar negociando sin solicitud previa por parte del Grupo.

⁽²⁾ Las American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

13.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2015 y 2014 asciende a 6.428 y 6.428 millones de euros, respectivamente. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

13.3) Reservas

Reserva legal

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

Otras reservas

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

13.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

	2015			2014		
	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	7.689.371		0,56%	1.432.680		0,11%
Compras mercado	20.480.001	301	1,42%	9.242.085	160	0,67%
Ventas mercado	(10.642.495)	(177)	0,74%	(3.570.011)	(69)	0,26%
Adquisición opciones s/ acciones propias	-	-	-	1.000.000	19	0,07%
Enajenación opciones s/ acciones propias	(400.000)	(7)	0,03%	(600.000)	(11)	0,04%
Plan Adquisición de Acciones empleados ⁽¹⁾	754.845	9	0,05%	437.577	8	0,03%
Plan de Fidelización 2011-2014 ⁽¹⁾	-	-	-	57.146	1	0,00%
Plan de Fidelización 2012-2015 ⁽¹⁾	54.435	1	0,00%	-	-	-
Repsol Dividendo Flexible ⁽²⁾	920.529	-	-	184.617	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	18.047.406		1,25%	7.689.371		0,56%

Nota: Operaciones realizadas al amparo de las autorizaciones conferidas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad en sus reuniones celebradas el 30 de abril de 2010 y 28 de marzo de 2014, en virtud de las cuales se autoriza por un plazo de 5 años al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa. La autorización vigente (conferida por la Junta General Ordinaria de 28 de marzo de 2014) se otorgó por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010.

⁽¹⁾ Todas las acciones adquiridas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y en los Planes de Fidelización (2011-2014) y en el segundo ciclo (2012-2015) han sido entregadas a los empleados (ver Nota 27.4).

⁽²⁾ Acciones nuevas recibidas de las ampliaciones de capital "Repsol Dividendo Flexible" correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

13.5) Otros instrumentos de patrimonio

El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance, B.V. (RIF) emitió un bono subordinado garantizado por Repsol, S.A., por un importe de 1.000 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizable a instancias del emisor a partir del sexto año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones.

Este bono se colocó entre inversores cualificados y cotiza en la Bolsa de Luxemburgo, devengando un cupón fijo anual del 3,875% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2021, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2021, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 6 años aplicable más un margen.

El emisor puede diferir los pagos de cupones, sin que ello suponga una causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán ser abonados en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

Este bono se ha registrado en el epígrafe “*Otros instrumentos de patrimonio*”, incluido dentro del patrimonio neto del balance de situación consolidado, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero del Grupo. El gasto financiero por intereses del bono neto de impuestos se ha registrado en el epígrafe “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*” por importe de 22 millones de euros netos de impuestos.

13.6) Retribución al accionista

Los dividendos percibidos por los accionistas en el ejercicio 2014, corresponden al pago de un dividendo extraordinario a cuenta del ejercicio 2014 de 1 euro bruto por acción, pagado el 6 de junio de 2014 a cada una de las acciones en circulación de la compañía con derecho a retribución.

Adicionalmente, durante 2015 y 2014 los accionistas han sido retribuidos mediante la implementación del programa denominado “*Repsol Dividendo Flexible*”, cuyas principales características se describen en el apartado 1 “*Capital Social*” de esta Nota y cuyos importes se recogen en la siguiente tabla:

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Diciembre 2013/Enero 2014	486.839.688	0,477	232	22.044.113	389
Junio/Julio 2014	320.017.594	0,485	155	25.756.369	487
Diciembre 2014/Enero 2015	519.930.192	0,472	245	24.421.828	392
Junio/Julio 2015	502.021.533	0,484	243	25.666.842	422

Adicionalmente, en enero de 2016 en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2015, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 228 millones de euros (0,466 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 41.422.248 acciones, por un importe equivalente de 425 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” y en las fechas en que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario, una propuesta de ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, equivalente a una retribución de unos 0,30 euros por acción

Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2015	2014
Resultado atribuido a la sociedad dominante ⁽¹⁾ (millones de euros)	(1.227)	1.612
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(22)	-
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) ⁽²⁾	1.432	1.440
BPA básico y diluido (euros/acción)	(0,87)	1,12

⁽¹⁾ En 2014 incluye el resultado atribuido a la sociedad dominante correspondiente a operaciones interrumpidas por importe de 597 millones de euros, equivalente a un BPA de 0,41 euros por acción.

⁽²⁾ El capital social registrado en circulación al 31 de diciembre de 2014 ascendía a 1.374.694.217 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del beneficio por acción a dicha fecha incluía el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas “*Repsol Dividendo Flexible*”, de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

13.7) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

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

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver apartado 25 de la Nota 2 y Nota 17).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en el apartado 1 de la Nota 2, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver Nota 17) según el procedimiento descrito en el apartado 25 la Nota 2.

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 2015 y 2014 son los siguientes:

	Efecto Neto en Patrimonio Neto		Transferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(2)	60	(2)	122	(4)	182
Otros instrumentos financieros	-	13	-	(13)	-	-
Por coberturas de flujos de efectivo	8	30	7	1	15	31
Diferencias de conversión	47	15	(4)	2	43	17
Total	53	118	1	112	54	230

13.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2015 y 2014 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Petronor, S.A.	110	82
Refinería La Pampilla, S.A. ⁽¹⁾	57	92
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	31	30
Inch Cape Offshore	21	-
Otras compañías	9	13
Total	228	217

⁽¹⁾ El 20 de noviembre de 2015 se ha completado una ampliación de capital en la Refinería de la Pampilla, S.A. suscrita en un 99% por el Grupo Repsol, incrementándose el porcentaje de participación del Grupo en un 31,35% hasta alcanzar el 82,38% (ver Anexo Ib – “Principales variaciones del perímetro de consolidación”).

(14) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2015 y 2014, han sido los siguientes:

	Millones de euros			
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes			
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Otras provisiones ⁽⁵⁾	Total
Saldo a 1 de enero de 2014	337	871	1.741	2.949
Dotaciones con cargo a resultados ^{(1) (2)}	21	339	176	536
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	(1)	-	(480)	(481)
Cancelación por pago	(8)	(81)	(60)	(149)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	6	6
Diferencias de conversión	30	128	21	179
Reclasificaciones y otros ⁽⁴⁾	75	(98)	(391)	(414)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	454	1.159	1.013	2.626
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	74	240	198	512
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	(3)	(233)	(80)	(316)
Cancelación por pago	(74)	(94)	(504)	(672)
Variaciones del perímetro de consolidación	2.086	-	3.226	5.312
Diferencias de conversión	(94)	122	79	107
Reclasificaciones y otros ⁽⁴⁾	(213)	-	(152)	(365)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	2.230	1.194	3.780	7.204

(1) Incluye 123 y 105 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2015 y 2014. En 2015, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de 110 y -118 millones de euros.

(2) En 2015 incluye la dotación por contratos de alquiler de plataformas de perforación por importe 160 millones de euros. En 2014 incluye la dotación de provisiones por contratos onerosos en Canadá, Ecuador y España por un importe total de 282 millones de euros (ver Nota 7).

(3) En 2015 incluye la reversión de provisiones por contratos onerosos en Canadá por importe de 170 millones de euros, principalmente por la actualización de las tasas de descuento y los menores costes previstos. Adicionalmente en 2015 y 2014 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) En 2015 incluye principalmente los efectos asociados a la valoración de las provisiones de desmantelamiento de campos que se registran contra el inmovilizado material. En 2014 incluye fundamentalmente impactos asociados a la desinversión de YPF.

(5) "Otras provisiones" corresponde fundamentalmente a las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas de reclamaciones fiscales (ver Nota 20), litigios y arbitrajes (ver Nota 28), riesgos medioambientales (ver Nota 30.2), consumo de los derechos de CO₂ (ver Nota 30.5), compromisos por pensiones (ver Nota 27.2), incentivos a los empleados (ver Nota 27.3 y 27.4), seguros y aquellas provisiones correspondientes a la participación en otras sociedades.

El epígrafe "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye en 2015 fundamentalmente las provisiones asociadas a la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4.1) correspondientes a:

- Provisiones por desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos, por importe de 2.042 millones de euros, principalmente por el desmantelamiento de pozos, ductos y complejos en Norteamérica y Sudeste Asiático y de plataformas *offshore* en el mar del Norte.
- Provisiones constituidas para hacer frente a contingencias fiscales (ver Nota 20) y legales (Nota 28) y a compromisos por pensiones y otras provisiones por un importe agregado de 1.115 millones de euros.

- Provisiones por las obligaciones asociadas a la participación en los negocios de Talisman, por importe de 1.668 millones de euros que incluyen aquellos desembolsos previstos para la financiación de las obligaciones adquiridas en el negocio conjunto TSEUK (1.515 millones de euros), que se corresponden fundamentalmente con el coste neto del desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos en el mar del Norte.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2015. No obstante, debido a las características de los riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

	Millones de euros			
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	Total
Provisión por desmantelamientos de campos	78	1.007	1.145	2.230
Provisión por contratos onerosos	63	386	745	1.194
Otras provisiones	1.236	1.404	1.140	3.780
TOTAL	1.377	2.797	3.030	7.204

(15) PASIVOS FINANCIEROS

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

	Millones de euros	
	2015	2014
Pasivos financieros no corrientes	10.581	7.612
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	1	-
Pasivos financieros corrientes	7.073	4.086
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	129	144
TOTAL	17.784	11.842

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

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros acreedores*” del balance de situación consolidado.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2015									
	Pasivos financieros mantenidos para negociar		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura		Total		Valor Razonable	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.543	1.359	-	-	1.543	1.359	1.543	1.359
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	8.939	6.165	-	-	8.939	6.165	8.878	6.734
Derivados	1	-	-	-	90	88	91	88	91	88
Otros pasivos financieros	-	-	9	-	-	-	9	-	9	-
Largo plazo / No corriente	1	-	10.491	7.524	90	88	10.582	7.612	10.521	8.181
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.707	645	-	-	1.707	645	1.707	645
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	2.376	671	-	-	2.376	671	2.380	671
Derivados	193	190	-	-	5	88	198	278	198	278
Otros pasivos financieros	-	-	2.921	2.636	-	-	2.921	2.636	2.921	2.636
Corto plazo / Corriente	193	190	7.004	3.952	5	88	7.202	4.230	7.206	4.230
TOTAL ⁽¹⁾	194	190	17.495	11.476	95	176	17.784	11.842	17.727	12.411

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el balance recoge 1.540 y 1.414 millones de euros en el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” y 206 y 176 millones de euros en el epígrafe “*Otros acreedores*” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

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

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pasivos financieros mantenidos para negociar	4	28	190	162	-	-	194	190
Derivados de cobertura	-	-	95	176	-	-	95	176
TOTAL	4	28	285	338	-	-	289	366

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.

Las técnicas de valoración utilizadas para los pasivos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2 se basan, de acuerdo con la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los pasivos financieros son diferentes dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2015 y 2014 se detalla en la Nota 16.

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

	2015		2014	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	3.304	1,60%	2.007	2,29%
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	10.324	3,76%	8.026	3,92%
Otros pasivos financieros	2.904	1,39%	2.449	1,31%
TOTAL	16.532	2,91%	12.482	3,14%

⁽¹⁾ En 2014 Incluye las participaciones preferentes Serie B y Serie C de Repsol International Capital Ltd amortizadas anticipadamente en diciembre de 2014 (ver apartado 15.2).

15.1) Deudas con entidades de crédito

Este epígrafe recoge aquellos préstamos otorgados a las compañías del Grupo por diversas entidades de crédito para financiar proyectos y operaciones, principalmente en España, Canadá y Perú. Adicionalmente, en 2015 incluye la disposición de líneas de financiación a corto plazo otorgadas por entidades de crédito.

15.2) Obligaciones y otros valores negociables

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “Obligaciones y otros valores negociables” corrientes y no corrientes) que han tenido lugar durante los ejercicios 2015 y 2014:

	Saldo inicial		(+/-) Emisiones		(-) Recompras o reembolsos (2)		(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros (1)		Saldo final	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	6.836	9.957	5.954	2.558	(3.720)	(5.706)	55	27	9.125	6.836
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	-	-	650	-	(2.588)	-	4.128	-	2.190	-
TOTAL	6.836	9.957	6.604	2.558	(6.308)	(5.706)	4.183	27	11.315	6.836

(1) En 2015, incluye la incorporación de los valores de deuda emitidos por Talisman adquiridos como consecuencia de la combinación de negocios descrita en la Nota 4.1.

(2) En 2015 ha vencido un bono emitido por Talisman en 2005, se han recomprado anticipadamente varios bonos, y se ha cancelado las emisiones realizadas al amparo de su Programa de U.S. Commercial Paper (USCP).

En 2014 se cancelaron anticipadamente las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol S.A. También en el mes de diciembre se amortizaron anticipadamente la totalidad de Participaciones Preferentes Serie B y C que no se adhirieron a la Oferta de Recompra en 2013.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2015

- El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance B.V. (RIF) emitió un bono subordinado, garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 1.000 millones de euros y vencimiento en 2075 (amortizable a instancia del emisor a partir del décimo año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones).

El bono, emitido a un precio del 100% de su valor nominal, se colocó entre inversores cualificados y cotiza actualmente en la Bolsa de Luxemburgo. Devenga un cupón fijo anual del 4,5% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2025, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2025, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 10 años aplicable más un margen.

El emisor puede diferir los pagos de cupones sin que ello suponga causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán abonarse en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

Durante el ejercicio 2014 y en previsión de esta emisión, se contrataron permutas financieras de tipo de interés por importe nominal de 1.500 millones de euros, que fueron designadas como coberturas contables de flujos de caja. El efecto acumulado inicial en patrimonio neto por valoración a mercado de estos instrumentos de cobertura ha ascendido a -116 millones de euros antes de impuestos, importe que será transferido a la cuenta de resultados durante los próximos 10 años a medida que se van devengando los cupones correspondientes.

- El 15 de mayo de 2015 venció un bono emitido en 2005 por Talisman Energy Inc. por importe de 334 millones de euros y un cupón del 5,125%.
- En noviembre de 2015, Talisman Energy Inc. anunció la realización de una oferta de recompra de cinco emisiones de bonos con vencimientos en los años 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 y con tipos de interés del 7,25%, 5,75%, 5,85%, 6,25% y 5,5%, respectivamente. En Diciembre, Talisman Energy Inc. realizó la recompra de bonos por un valor nominal total de 1.572 millones de dólares y con un descuento del 14,5%, cuyo pago tuvo lugar el 11 de diciembre.

El 23 de diciembre, Talisman Energy Inc. aceptó la recompra de un bono con vencimiento en el año 2019 y con un tipo de interés del 7,75%. La recompra se realizó por un valor nominal total de 127 millones de dólares y cuyo pago tuvo lugar el 24 de diciembre.

Como consecuencia de la cancelación de los bonos recomprados se ha reconocido un efecto positivo de 213 millones de euros antes de impuestos en el epígrafe “Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros”, por la diferencia entre su valor contable y el importe abonado por la cancelación parcial de los bonos. En 2016 y hasta la formulación de este documento, se han realizado recompras adicionales de bonos de Talisman.

- El 16 de diciembre de 2015, Repsol International Finance B.V. (RIF), al amparo del programa “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme” (EMTN) ha emitido un bono senior garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 600 millones de euros y vencimiento en 2020. El bono cotiza en la Bolsa de Luxemburgo y ha sido emitido a un precio del 99,89% de su valor nominal y con un cupón fijo anual de 2,12%, pagadero anualmente a partir del 16 de febrero de 2016.

El saldo vivo de las obligaciones y valores negociables a 31 de diciembre es el siguiente:

Concepto	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽⁵⁾
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	oct-97	Dólar	57	7,250%	oct-27	-
Bono	Talisman Energy Inc.	abr-02	Libras	250	6,625%	dic-17	LSE
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	may-05	Dólar	98	5,750%	may-35	-
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	ene-06	Dólar	140	5,850%	feb-37	-
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	nov-06	Dólar	132	6,250%	feb-38	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	feb-07	Euro	886	4,750%	feb-17	LuxSE
Bono	Talisman Energy Inc.	mar-09	Dólar	150	8,500%	mar-16	C.P.
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	jun-09	Dólar	573	7,750%	jun-19	-
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	nov-10	Dólar	600	3,750%	feb-21	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-11	Euro	850	4,250%	feb-16	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	may-12	Dólar	126	5,500%	may-42	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	sep-12	Euro	750	4,375%	feb-18	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
Bono ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% ⁽⁴⁾	mar-75	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE

- (1) Emisiones realizadas al amparo del programa de EMTN de RIF garantizado por Repsol, S.A., renovado el 22 de septiembre de 2015.
- (2) Bono subordinado emitido por RIF con la garantía de Repsol, S.A. No corresponden a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda.
- (3) Emisiones realizadas por la compañía Talisman Energy Inc. al amparo de los programas de emisión universal de deuda “*Universal Shelf Prospectus*” y el programa de emisión de bonos a medio plazo “*Medium-Term Note Shelf Prospectus*” en Estados Unidos y Canadá, respectivamente.
- (4) Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.
- (5) LuSE (Luxembourg Stock Exchange), LSE (London Stock Exchange) y C.P. (Colocación Privada).
- (6) Emisiones objeto de recompra parcial en diciembre de 2015.

- Por otra parte, Repsol International Finance B.V. mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 16 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros. Al amparo de este programa, se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del período siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2015:

Concepto	Entidad emisora	Moneda	Saldo vivo 31/12/2015 (millones)	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	879	879
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	272	249
ECP	Repsol International Finance B.V.	Libras esterlinas	21	28
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	7	7

- Por último, Talisman Energy Inc. dispone de un Programa de U.S. Commercial Paper (USCP), formalizado en Octubre de 2011, por importe máximo de 1.000 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2015 las emisiones realizadas han sido totalmente canceladas.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2014

- En diciembre de 2014, el Grupo, a través de Repsol International Finance B.V. y al amparo del programa de bonos a medio plazo EMTNs emitió un bono garantizado por Repsol, S.A. por importe

nominal de 500 millones de euros y vencimiento en 2026. El bono cotiza en la Bolsa de Luxemburgo y fue emitido a un precio del 99,709% de su valor nominal y con un cupón fijo anual de 2,25%.

Adicionalmente, también a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF), al amparo del programa de ECP realizó diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2014:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	SALDO VIVO (millones)	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	289	289
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	256	211
ECP	Repsol International Finance B.V.	Franco suizos	5	4

- En los meses de marzo y octubre vencieron dos bonos emitidos por RIF con fecha 27 de marzo de 2009 y 8 de octubre de 2004 por importe de 1.000 millones de euros cada uno. Dichos bonos, con un cupón del 6,50% y 4,625%, supusieron en el periodo una disminución del pasivo financiero corriente y una salida de caja de 2.000 millones de euros.
- El 17 de junio de 2014 Repsol, S.A. anunció la cancelación anticipada de la totalidad de las Obligaciones Simples Serie I/2013 emitidas en 2013 para su entrega a los aceptantes de la Oferta de Recompra de las Participaciones Preferentes Series B y C de Repsol International Capital Limited. Como consecuencia, se reconoció en 2014 una pérdida por importe de 71 millones de euros antes de impuestos y las Obligaciones se dieron de baja con el abono en efectivo por importe de 1.471 millones de euros en concepto de principal y cupón ordinario bruto.
- En diciembre de 2014 Repsol International Capital Ltd amortizó anticipadamente la totalidad de las participaciones preferentes Serie B y Serie C no recompradas en la Oferta de Recompra por importe de 84 millones de euros.

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

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, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 6.786 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – “*cross acceleration*” o “*cross-default*”) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de los términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario (“*Trustee*”) a su sola discreción o a instancia de los tenedores de, al menos, una quinta parte de las obligaciones o con base en una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los tenedores de los bonos emitidos en 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol y si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente la emisión del bono subordinado de 1.000 millones de euros realizada el 25 de marzo de 2015 por Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas condiciones aplican al bono subordinado de 1.000 millones de euros descrito en la Nota 13.5.

Por otro lado, las emisiones realizadas por Talisman Energy Inc., representativas de deuda ordinaria por un importe nominal de 2.063 millones de euros, no están garantizadas por Repsol y contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – “*cross acceleration*” o “*cross-default*”) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda.

El Grupo, a través de Talisman, también tiene contratadas líneas de crédito comprometidas por importe de 3.200 millones de dólares, las cuales no estaban dispuestas a 31 de diciembre, 3.000 millones de dólares a través de una línea de crédito sindicada y 200 millones de dólares de manera bilateral con una entidad financiera, ambas disponibles de utilización hasta marzo y octubre de 2019, respectivamente. Éstas incluyen un covenant sobre el ratio financiero (Deuda Consolidada/ Cash Flow), en el que se establece que trimestralmente la deuda no puede ser superior al Cash Flow en 3,5 veces.

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

Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

15.3) Otros pasivos financieros

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son aquellos realizados con sociedades integradas por el método de la participación por importe de 2.930 y 2.636 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente. Destaca el préstamo concedido a sus accionistas (entre ellos el Grupo Repsol) en el porcentaje de participación en el capital, por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 8) que a 31 de Diciembre de 2015 y 2014 presenta un saldo para el Grupo de 2.819 y 2.535 millones de euros, respectivamente. Este préstamo se renueva anualmente y su importe puede ser requerido en base a los niveles de autorización acordados.

(16) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

16.1) Gestión de riesgos financieros

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

16.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

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

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

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos

financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio

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

Repsol obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 17).

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

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

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	15	5
	-5%	(16)	(5)
Efecto en el patrimonio neto	5%	186	72
	-5%	(205)	(79)

b) Riesgo de tipo de interés

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

Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver Nota 17).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 la deuda financiera neta a tipo fijo ascendía a 10.697 y 5.596 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 80% y 139%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés.

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

	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(10)	4
	-50	10	(4)
Efecto en el patrimonio neto	+50	14	61
	-50	(14)	(65)

c) Riesgo de precio de commodities

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

En ocasiones, Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 17).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos, gas natural y productos derivados hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento (+) / disminución (-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	Millones de euros	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(6)	(26)
	-10%	6	26

16.1.2) Riesgo de liquidez

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

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 50% de la totalidad de su deuda bruta. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 6.360 y 3.312 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

31 de diciembre de 2015	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes	
Proveedores	1.799	-	-	-	-	-	1.799
Otros acreedores	3.975	-	-	-	-	-	3.975
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	7.215	1.825	1.326	2.096	2.231	7.236	21.929
Derivados ⁽²⁾	83	13	11	9	8	35	159

31 de diciembre de 2014	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	
Proveedores	2.350	-	-	-	-	-	2.350
Otros acreedores	3.402	-	-	-	-	-	3.402
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	4.050	1.293	1.442	1.086	1.252	3.472	12.595
Derivados ⁽²⁾	148	12	9	9	7	37	222

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. No incluye derivados financieros.

⁽²⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 17. No incluye los derivados comerciales el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y “Otros acreedores” del balance de situación.

16.1.3) 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 prácticas¹.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otros, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro (ver Nota 12) por importe de 4.119 y 4.459 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

Vencimientos	Millones de euros	
	2015	2014
Deuda no vencida	3.804	4.173
Deuda vencida 0-30 días	167	176
Deuda vencida 31-180 días	103	90
Deuda vencida mayor a 180 días	45	20
TOTAL	4.119	4.459

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 12 “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2015 y 2014. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito, en este ejercicio, también es atribuible a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por deterioro están desglosados, en la Nota 10 “*Activos financieros*”.

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 2015 y 2014:

Exposición máxima	Nota	Millones de euros	
		2015	2014
- Deudas comerciales	12	4.249	4.581
- Derivados	10	481	643
- Efectivo y Equivalente al efectivo	10	2.448	4.638
- Otros activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	10	2.517	2.233
- Otros activos financieros corrientes	10	1.172	2.373

¹ La información sobre riesgo de crédito que se recoge en este apartado no incluye el riesgo de crédito de las entidades participadas o negocios conjuntos (ver apartado 16.1.4).

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el epígrafe “Préstamos y partidas a cobrar no corrientes” incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que fueron totalmente provisionados.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen asignada una calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 2,2%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1,3%.

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

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.798 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y de 3.616 millones de euros a 31 de diciembre de 2014. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2015 y 2014 ascienden a 715 y 815 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2015 el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 12 millones de euros. En 2014 esta cifra se situó en 18 millones de euros.

16.1.4) Otros riesgos. Venezuela

Desde febrero de 2003 está en vigor en Venezuela un régimen de control cambiario gestionado por el Banco Central de Venezuela y el Ministerio del Poder Popular de Economía, Finanzas y Banca Pública. Estos organismos han dictado diversas normas que regulan las modalidades de compra venta de divisas en Venezuela. En concreto:

- El tipo de cambio oficial, pero de uso restringido para la compra de divisas en el mercado local, es Bs.6,3/US\$.
- El 24 de enero de 2014 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 25, que establecía que las solicitudes de dólares estadounidenses se liquidarían al tipo de cambio resultante de las asignaciones realizadas a través del Sistema Complementario de Administración de Divisas (SICAD I). Asimismo, se estableció un mecanismo adicional de intercambio de divisas con oferta limitada y sólo aplicable a determinadas transacciones, denominado SICAD II.
- El 12 de febrero de 2015 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 33, que supuso la unificación de los anteriores sistemas de divisas SICAD II y SICAD I en un nuevo SICAD, así como la creación de un nuevo mecanismo de intercambio de divisas denominado Sistema marginal de Divisas (SIMADI) que permite transacciones de compra-venta de efectivo y de títulos valores en moneda extranjera.
- Adicionalmente, desde 2004 es aplicable el Convenio Cambiario nº 9 a los ingresos de Empresas Mixtas de hidrocarburos provenientes de las exportaciones de hidrocarburos. Estos ingresos podrán

mantenerse en cuentas en divisas en el exterior con el fin de atender los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela.

Por tanto, a 31 de diciembre de 2015 convivían tres tipos de cambio del bolívar fuerte venezolano: cambio oficial (Bs. 6,30/US\$), cambio SICAD (Bs.13,50/US\$, según la última subasta en noviembre 2015), y cambio SIMADI (Bs.198,7 Bs/US\$ al 31 de diciembre de 2015).

Por otra parte, Venezuela es una economía hiperinflacionaria. Según información publicada por el Banco Central, la tasa de inflación ha sido del 56,2% en 2013, del 68,5% en 2014 y 180,9% en el 2015.

En este contexto, Repsol mantiene el dólar como moneda funcional de la mayor parte de sus negocios de exploración y producción de hidrocarburos en Venezuela (principalmente desarrollados a través de las compañías participadas Cardón IV, S.A., Empresa Mixta Petroquirquire, S.A. y Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A.).

En las compañías cuya moneda funcional es el bolívar (fundamentalmente Quirquire Gas, S.A), Repsol ha utilizado para la elaboración de los presentes estados financieros el tipo de cambio SIMADI para la conversión de bolívares a euros; el efecto de utilizar para la elaboración de dichos estados financieros un tipo de cambio superior a SIMADI, por ejemplo uno que tuviera en consideración la evolución de la inflación prevista, no sería significativo para el Grupo Repsol¹.

La exposición patrimonial de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre, una vez registrados determinados deterioros (véase nota 22), asciende a unos 2.400 millones de euros, que incluyen fundamentalmente la financiación en dólares otorgada a las filiales venezolanas.

16.2) Gestión del capital

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

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta el ratio de apalancamiento, definido como relación entre la deuda financiera neta y el capital empleado neto:

$$\text{Ratio Apalancamiento} = \frac{\text{Deuda Financiera Neta}^{(1)}}{\text{Capital Empleado}^{(2)}}$$

⁽¹⁾ Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

⁽²⁾ Corresponde a la suma de la deuda financiera neta más el patrimonio neto.

¹ El impacto en diferencias de conversión por aplicación del tipo de cambio SIMADI sobre los estados financieros de Quirquire Gas, S.A. a 31 de diciembre de 2015 ha sido de 145 millones de euros. El patrimonio neto consolidado de esta sociedad a dicha fecha asciende a 3 millones de euros.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Pasivos financieros no corrientes	10.581	7.612
Pasivos financieros corrientes	7.073	4.086
Activos financieros no corrientes	(715)	(593)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 10)	82	60
Otros activos financieros corrientes	(1.237)	(2.513)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.448)	(4.638)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 17)	(92)	(191)
Deuda neta negocios conjuntos	(1.310)	(1.888)
Deuda financiera neta ⁽¹⁾⁽²⁾	11.934	1.935
Patrimonio neto	28.689	28.154
Capital empleado neto ⁽¹⁾⁽³⁾	40.623	30.089
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	29,4%	6,4%

(1) Magnitudes calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “*Información por segmentos*”.

(2) No incluye 1.747 y 1.590 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 18).

(3) En 2014 el capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo.

(17) OPERACIONES CON DERIVADOS

A continuación se detalla el desglose en el balance de situación de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2015 y 2014 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación y sus vencimientos:

Millones de euros

Clasificación	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Valor Razonable	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
31 de diciembre										
Coberturas de Flujo de Efectivo	-	-	1	25	(90)	(88)	(3)	(88)	(92)	(151)
Tipo de interés	-	-	-	-	(90)	(88)	(3)	(88)	(93)	(176)
De precio de producto	-	-	1	25	-	-	-	-	1	25
Coberturas de Inversión Neta	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-
Otras operaciones con derivados	4	-	477	618	(1)	-	(193)	(190)	287	428
De tipo de cambio	-	-	65	140	-	-	(64)	(46)	1	94
De precio de producto	4	-	412	478	(1)	-	(129)	(144)	286	334
TOTAL ⁽¹⁾	4	-	478	643	(91)	(88)	(198)	(278)	193	277

(1) Incluye en 2015 y 2014 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 98 y 191 millones de euros, respectivamente.

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

Millones de euros	Resultado de explotación		Resultado financiero		Ajustes por cambios de valor	
	2015 ⁽¹⁾	2014	2015	2014	2015	2014
Cobertura de flujos de efectivo	25	-	(27)	(20)	562	(124)
Cobertura de inversión neta	(13)	-	-	-	(12)	-
Otras operaciones	380	476	1.045	531	-	-
Total	392	476	1.018	511	550	(124)

⁽¹⁾ Durante 2015 la valoración a mercado de los derivados comerciales ha generado un resultado positivo de 903 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” y en sentido contrario un resultado de -497 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe “*Otros gastos de explotación*” en la cuenta de resultados.

A continuación se detallan las operaciones más significativas con instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

17.1) Coberturas contables

Las operaciones más significativas corresponden a:

- Durante el mes de marzo el Grupo ha comprado a plazo, mediante forwards y swaps de divisa, un importe nominal de 8.289 millones de dólares estadounidenses y 201 millones de dólares canadienses, que se han designado como cobertura contable de flujos de efectivo en dólares asociada a la adquisición de Talisman Energy Inc. Desde su designación como cobertura contable y hasta la fecha de adquisición, el efecto acumulado por valoración a mercado de estos instrumentos, reconocido en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, ascendía a 525 millones de euros antes de impuestos, que han sido considerados como mayor coste de la adquisición (ver Nota 4.1).
- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas durante el ejercicio 2014 por importe nominal de 1.500 millones de euros para cubrir emisiones futuras de instrumentos financieros. A través de las mismas, el Grupo pagó un tipo de interés medio ponderado de 1,762 % y recibió Euribor a 6 meses. Estas coberturas se han asignado a varias emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015 (ver Notas 13 y 15). A 31 de diciembre de 2015 el impacto en resultados ha ascendido a 9 millones de euros (el valor razonable registrado en patrimonio neto pendiente de registrar en resultados asciende a -103 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2015).
- La cobertura de flujos de efectivo en dólares de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport (Canadá) por un nominal equivalente de 353 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y un valor razonable negativo por importe de 92 millones de euros. A 31 de diciembre de 2014 su nominal ascendía a 325 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 90 millones de euros.
- Las coberturas contratadas en 2015 y 2014 sobre el precio de productos correspondían fundamentalmente a coberturas de flujos de efectivo en dólares, cuyo objeto era cubrir la variabilidad de los precios del gas en el invierno y cuyo vencimiento era inferior a un año. A 31 de diciembre de 2015 su nominal asciende a 23 millones de euros y su valor razonable a 1 millón de euros; a 31 de diciembre de 2014 su nominal ascendía a 62 millones de euros y su valor razonable a 25 millones de euros.
- A 31 de diciembre de 2015 el Grupo mantiene derivados designados como coberturas de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento *Upstream*. A 31 de diciembre el nominal de derivados vivos de estas operaciones asciende a (-296) millones de dólares

estadounidenses con un contravalor en euros de 270 millones de euros y un valor razonable de 2 millones de euros.

17.2) Otras operaciones con derivados

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

Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio.

Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps.

El detalle de estos derivados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de euros	VENCIMIENTO VALORES RAZONABLES															
	2015						Valor		2014						Valor	
	Clasificación 31 de diciembre	2016	2017	2018	2019	Sig.	Total	Razonable	2015	2016	2017	2018	2019	Sig.	Total	Razonable
De tipo de cambio	1	-	-	-	-	-	1	1	94	-	-	-	-	-	94	94
De precio de producto	283	3	-	-	-	-	286	286	334	-	-	-	-	-	334	334
Contratos de compra	(750)	-	-	-	-	-	(750)	(750)	(354)	-	-	-	-	-	(354)	(354)
Contratos de venta	886	-	-	-	-	-	886	886	473	-	-	-	-	-	473	473
Opciones	(1)	-	-	-	-	-	(1)	(1)	(7)	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Swaps	159	-	-	-	-	-	159	159	208	-	-	-	-	-	208	208
Forwards	2	-	-	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros ⁽¹⁾	(13)	3	-	-	-	-	(10)	(10)	14	-	-	-	-	-	14	14
TOTAL	284	3	-	-	-	-	287	287	428	-	-	-	-	-	428	428

⁽¹⁾ Se corresponde con la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en la Nota 2.

Durante el ejercicio 2015, se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 1.045 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe “*variación de valor razonable en instrumentos financieros*”.

(18) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

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

	Millones de euros	
	2015	2014
Deudas por arrendamientos financieros	1.540	1.414
Fianzas y depósitos	143	142
Ingresos diferidos ⁽¹⁾	30	14
Otros	229	231
Total	1.942	1.801

⁽¹⁾ Incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (ver Nota 6).

18.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros		Millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por	
	2015	2014	2015	2014
Durante el siguiente ejercicio	218	185	207	176
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	814	727	624	560
A partir del 6º ejercicio	2.539	2.458	916	854
	3.571	3.370	1.747	1.590
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.824)	(1.780)		
Total	1.747	1.590		
Registrado contable			2015	2014
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.540	1.414
Deuda por arrendamiento financiero corriente			207	176
Total			1.747	1.590

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2015 ha ascendido al 8,95% (8,85% a 31 de diciembre de 2014).

Los principales pasivos reconocidos a 31 de diciembre en este epígrafe por arrendamientos financieros son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 476 millones de dólares (437 millones de euros) y 477 millones de dólares (393 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.189 millones de dólares (1.092 millones de euros) y 1.212 millones de dólares (999 millones de euros), respectivamente.

18.2) Fianzas y depósitos

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

(19) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2015	2014
Proveedores	1.799	2.350
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 18)	207	176
Administraciones Públicas acreedoras	504	548
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	129	144
Otros	3.134	2.534
Otros acreedores	3.975	3.402
Pasivo por impuesto corriente	245	165
Total	6.019	5.917

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

Información sobre el período medio de pago a proveedores

La información relativa al período medio de pago a proveedores en operaciones comerciales se presenta de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010 de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre) preparada conforme a la resolución del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas de enero 2016.

La información relativa al período medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo para el ejercicio 2015 de acuerdo con la disposición adicional única de la resolución anteriormente mencionada es la siguiente:

	2015
	Días
Período medio de pago a proveedores ⁽¹⁾	29
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	29
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	30
	Importe (millones de euros)
Total pagos realizados	10.992
Total pagos pendientes	193

(1) $((\text{Ratio operaciones pagadas} * \text{importe total pagos realizados}) + (\text{Ratio operaciones pendientes de pago} * \text{importe total pagos pendientes})) / (\text{Importe total de pagos realizados} + \text{importe total pagos pendientes})$.

(2) $\Sigma (\text{número de días de pago} * \text{importe de la operación pagada}) / \text{Importe total de pagos realizados}$.

(3) $\Sigma (\text{Número de días pendientes de pago} * \text{importe de la operación pendiente de pago}) / \text{Importe total de pagos pendientes}$.

El periodo medio de pago a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 es de 60 días.

(20) SITUACIÓN FISCAL

20.1) Impuesto sobre beneficios

En materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, el Grupo Repsol se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales, dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que lo integran.

Por este motivo, el tipo impositivo efectivo del Grupo Repsol está condicionado por la distribución del resultado obtenido entre cada uno de los países en donde opera y, en ocasiones, por el gravamen de ese resultado en más de un país (doble imposición).

En 2015 y desde la fecha de adquisición, se integra el impuesto sobre beneficios proveniente del grupo Talisman (ver Nota 4.1).

a) En España

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

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80 en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2015 es de 56, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

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

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 individual.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas durante 2015 a un tipo general de gravamen del 28%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 33%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

El 28 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, que establece un tipo general del gravamen del 28% para el ejercicio 2015 y del 25% a partir del ejercicio 2016. También se reduce el tipo aplicable al Régimen Especial de Hidrocarburos al 33% para el ejercicio 2015 y al 30% a partir del ejercicio 2016.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan en cada uno de los países en los que desarrollan actividades aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos territorios. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre beneficios.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España que realizan parte de sus actividades en otros países están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos territorios por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, en Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

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

País	Tipo de Gravamen
Argelia ⁽¹⁾	30% - 38%
Bolivia	25%
Canadá ⁽²⁾	27%
Ecuador	22%
Estados Unidos ⁽³⁾	35%
Indonesia	40% - 48%
Libia	65%
Malasia	38%
Noruega	78%
Países Bajos	25%
Perú	28% - 30%
Portugal	22,5% - 29,5%
Timor Oriental	30%
Trinidad y Tobago	55%
Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Vietnam	32% - 50%

⁽¹⁾ Más el impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE).

⁽²⁾ Tipo federal y provincial.

⁽³⁾ Tipo federal.

20.2) Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2015 y 2014, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 24 de la Nota 2, es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Impuesto corriente del ejercicio	181	(380)
Ajustes al impuesto corriente ⁽¹⁾	(10)	293
Impuesto sobre beneficios corriente (a)	171	(87)
Impuesto diferido del ejercicio	765	(407)
Ajustes al impuesto diferido	(37)	348
Impuesto sobre beneficios diferido (b)	728	(59)
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	899	(146)

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a regularizaciones de ejercicios anteriores y movimientos de provisiones.

La conciliación del “Gasto por impuesto sobre beneficios” registrado y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades vigente en el país de la casa matriz (España) sobre el resultado neto antes de impuestos y participadas, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(1.990)	230
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España	28%	30%
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	557	(69)
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al general español	402	(110)
Deducciones fiscales	39	27
Gastos no deducibles	(14)	(17)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	(100)	(34)
Revaluación impuestos diferidos por tipo de cambio	(79)	(17)
Resultados exentos para evitar la doble imposición	117	-
Otros conceptos	(23)	74
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios	899	(146)

20.3) Impuestos diferidos

En 2015 el Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal. La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance, en función de los conceptos que los originan, es la siguiente:

	Millones de Euros	
	2015	2014
Por pérdidas, deducciones y similares	4.152	2.602
Provisiones por desmantelamiento de campos	1.243	74
Otros impuestos diferidos	561	196
Otras provisiones	259	253
Provisiones para el personal	66	57
Diferencias de amortizaciones	(3.147)	(899)
Total impuesto diferido ⁽¹⁾	3.134	2.283

⁽¹⁾ Como consecuencia de la adquisición de Talisman se ha registrado, por diversos conceptos, un impuesto diferido neto de 473 millones de euros a 8 de mayo de 2015.

El grupo Repsol sólo reconoce activos por impuesto diferido cuando considera probable que las entidades (individualmente o de forma consolidada) que los han generado van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales con las que poder hacerlos efectivos.

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal según sus propios planes de negocio y el plan estratégico del Grupo; y (ii) el período y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

Los activos fiscales correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 4.152 millones de euros, corresponden principalmente a:

- España. Los créditos fiscales reconocidos por el Grupo 6/80 ascienden a 1.797 millones euros. De acuerdo con el plan estratégico 2016-2020, se estima que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en un plazo de 5 años.

- Estados Unidos. Los créditos fiscales reconocidos en Estados Unidos ascienden a 1.661 millones euros. De acuerdo con las estimaciones de resultados, el Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en su mayoría en un plazo de 10 años. Incluye 320 millones de euros registrados tras la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1).
- Noruega. Los créditos fiscales reconocidos en Noruega ascienden a 130 millones euros. De acuerdo con las estimaciones de resultados, el Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en un plazo de 10 años.

Asimismo, el Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2015 y 2014 que ascienden a 1.081 y 200 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 105 y 103 millones de euros al cierre de 2015 y 2014 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en las NIIF para aplicar la excepción de registro.

20.4) Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción aplicable en cada jurisdicción.

Los ejercicios abiertos a inspección de las Sociedades del Grupo más relevantes, respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, son los siguientes:

País	Ejercicios abiertos a inspección
Argelia	2011 – 2015
Australia	2011 – 2015
Bolivia	2010 - 2015
Canadá	2006 - 2015
Colombia	2008 – 2014
Ecuador	2012 - 2015
España	2010 - 2015
Estados Unidos	2010 - 2015
Indonesia	2010 – 2015
Libia	2008 - 2015
Malasia	2011 – 2015
Países Bajos	2010 - 2015
Papúa Nueva Guinea	2012 – 2015
Perú	2011 - 2015
Portugal	2012 – 2015
Singapur	2011 – 2015
Timor Oriental	2010 – 2015
Trinidad y Tobago	2011 - 2015
Venezuela	2011 – 2015

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa con las autoridades de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles con el objeto de llegar a una solución no litigiosa.

No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en este se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo que han dado lugar a situaciones litigiosas y que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones

razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

Es difícil predecir el plazo de resolución de dichos litigios debido a lo extenso del procedimiento de reclamación. La compañía, sobre la base del asesoramiento de expertos fiscales internos y externos, considera que las deudas fiscales que finalmente pudieran derivarse de dichas actuaciones no afectarían significativamente a las cuentas anuales adjuntas. De acuerdo con la experiencia del Grupo, el resultado de litigios por cuantías relevantes ha dado lugar a pagos no materiales o ha sido favorable para el Grupo.

El criterio general del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. No obstante, en la combinación de negocios del Grupo en Talisman (ver Nota 4.1), de acuerdo con la NIIF 3 “*Combinaciones de negocios*” se han provisionado contingencias cuyo riesgo ha sido calificado como posible. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración su experiencia.

A 31 de diciembre los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A. (participada esta última por Repsol en un 48,33%), tienen varios litigios contra actos administrativos que niegan la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas antes de la nacionalización del sector petrolero.

Un primer procedimiento relativo a Repsol E&P Bolivia, S.A. fue resuelto desfavorablemente por el Tribunal Supremo. Tras el correspondiente recurso, el Tribunal Constitucional (primera instancia) anuló esa sentencia y ordenó que las actuaciones volvieran al Tribunal Supremo. No obstante, la Sala Plena del Tribunal Constitucional ha anulado la decisión de la sala de primera instancia, confirmando así la inicial Sentencia del Tribunal Supremo.

Por otra parte, en uno de los varios litigios que YPFB Andina, S.A. mantiene por este concepto, el Tribunal Constitucional ha desestimado el recurso interpuesto por la compañía frente al fallo desfavorable del Tribunal Supremo.

La compañía mantiene la defensa en los litigios restantes, considerando que su posición está expresamente refrendada en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

Brasil

Petrobras, como operador del bloque BM-S-9, en el que Repsol participa en un 25%, recibió de la administración fiscal del Estado de San Pablo acta de infracción en relación con presuntos incumplimientos formales (emisión de notas fiscales de acompañamiento) vinculados a movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina (incluido el desplazamiento de la misma hasta su ubicación para perforar). El criterio adoptado por Petrobras está alineado con la práctica generalizada de la industria. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa estatal.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM S-7 y BMS 9 (y de otros consorcios en los que Repsol Sinopec Brasil no participa) recibió actas de infracción por retenciones del Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE, ejercicios 2008 y 2009, y por los mismos conceptos más el Programa de

Integración Social y la Contribución para la Financiación de la Seguridad Social – PIS/COFINS, ejercicio 2010, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques mencionados. La compañía está evaluando su posible responsabilidad en el asunto, tanto desde la perspectiva fiscal como contractual.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones del IRRF y CIDE del ejercicio 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques BM S-48 y BM-C33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos, considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa federal.

Canadá

Las autoridades fiscales canadienses (“*Canada Revenue Agency*”, CRA) rechazaron la aplicación de determinados incentivos fiscales relacionados con los activos de Canaport. Repsol Energy Canadá Ltd. y Repsol Canadá, Ltd. recurrieron las correspondientes actas de inspección (2005-2008) sucesivamente en vía administrativa y judicial. El 27 de enero de 2015 el *Tax Court* de Canadá dictó sentencia favorable para Repsol. No obstante, dicha sentencia fue recurrida por la Corona ante el Tribunal Federal de Apelaciones (“*Federal Court of Appeal*”) el pasado 9 de marzo de 2015.

Igualmente el CRA efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades del Grupo Talisman residentes en Canadá. En 2015 se han efectuado actuaciones de comprobación e investigación relacionadas con los ejercicios 2006 a 2010. En el marco de dichas actuaciones, el CRA ha cuestionado, entre otras, el tratamiento otorgado de determinadas operaciones de reestructuración, sin que hasta el momento y en líneas generales dichas actuaciones hayan derivado en actuaciones judiciales.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha cuestionado a los diversos consorcios petroleros en los que participa Repsol Ecuador, S.A. la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta, de los pagos de la tarifa de transporte de crudo realizados a la entidad ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., en concepto de capacidad garantizada de transporte (“*Ship or Pay*”). La cuestión ha sido recurrida ante la Corte Nacional de Justicia.

Asimismo el SRI ha cuestionado el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de su producción de crudo al consorcio Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. El asunto está pendiente de decisión ante el Tribunal Fiscal.

Por otra parte la compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A. (OCP), entidad participada por Repsol Ecuador, S.A. en un 29,66%, mantiene contenciosos con el Gobierno de Ecuador en relación con el tratamiento fiscal de la deuda subordinada emitida para la financiación de sus operaciones. La sociedad obtuvo una primera sentencia favorable a sus pretensiones en la Corte Nacional; esa sentencia fue recurrida ante la Corte Constitucional por la propia administración. La Corte Constitucional anuló la sentencia de la Corte Nacional y ordenó que se dictara un nuevo fallo. Adicionalmente, el Gobierno destituyó a los miembros de la Corte Nacional que habían fallado a favor de la compañía. Posteriormente, la Corte Nacional ha emitido tres resoluciones en sentido contrario a la primera (favorables a los intereses del SRI) en relación a los ejercicios 2003 a 2006. OCP ha ejercido las acciones oportunas ante la Corte Constitucional y está analizando la posibilidad de interponer una demanda de arbitraje contra el Gobierno de Ecuador por distintos motivos.

España

En 2013 finalizaron los principales litigios del Impuesto sobre Sociedades por las actuaciones de comprobación de 1998 a 2001 y de 2002 a 2005. Las sentencias y resoluciones correspondientes anularon un 90% de las cuotas inicialmente liquidadas por la Agencia Tributaria y que habían sido recurridas por la compañía. En relación con las sanciones vinculadas a estas comprobaciones, éstas han sido anuladas en su totalidad por los Tribunales de justicia.

Por otra parte, las liquidaciones y sanciones derivadas de los procedimientos de comprobación de los ejercicios 2006 a 2009, por los impuestos sobre sociedades, sobre el valor añadido, sobre hidrocarburos y otros impuestos especiales y retenciones, todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos, que están relacionados principalmente con el Impuesto sobre Sociedades (precios de transferencia, deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por inversiones), suponen un cambio del criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. Repsol, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos y otros expertos consultados, considera que su actuación ha sido ajustada a Derecho y, por tanto, no espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos judiciales frente a los actos que pongan fin a la vía administrativa.

En relación con la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 27 de febrero de 2014, que declaró contrario al Derecho comunitario el Impuesto sobre la Venta Minorista de Determinados Hidrocarburos (IVMDH) que estuvo vigente desde 2002 hasta 2012, Repsol ha iniciado diversos procedimientos ante las Autoridades fiscales españolas en interés de sus clientes y en defensa de sus derechos para obtener la devolución de los importes indebidamente ingresados por el IVMDH. Aunque aún no han sido resueltos los procedimientos correspondientes a Repsol, el Tribunal Supremo ha estimado los primeros recursos presentados por otros interesados.

Por último, en el ejercicio 2015 han comenzado los procedimientos de inspección del impuesto sobre sociedades, sobre el valor añadido y otros impuestos y retenciones, por los ejercicios 2010-2013.

Indonesia

Las autoridades fiscales de Indonesia vienen cuestionando diversos aspectos relativos a la imposición sobre el beneficio de los establecimientos permanentes que el Grupo Talisman tiene en el país. En su caso, los litigios en los que se sustancian las mencionadas actuaciones se encuentran pendientes de resolución en vía judicial.

Malasia

Talisman Malaysia Ltd. y Talisman Malaysia (PM3) Ltd., filiales del grupo Talisman con actividad en Malasia, recibieron una notificación de la “*Inland Revenue Board*” (IRB) por los ejercicios 2007, 2008 y 2011 en la que se cuestiona principalmente la deducibilidad de determinados gastos. Las actuaciones mencionadas se encuentran radicadas en sede administrativa previa a la judicial.

Timor Oriental

Las autoridades de Timor Oriental han cuestionado a TLM Resources (JPDA 06-105) Pty Limited, filial del grupo Talisman en dicho país, la deducibilidad de ciertos gastos en el Impuesto sobre Beneficios. El cuestionamiento se encuentra en una etapa muy preliminar de discusión con las autoridades.

Trinidad y Tobago

En 2015 la compañía BP Trinidad&Tobago LLC, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, ha firmado un acuerdo con las autoridades locales (“*Board of Inland Revenue*”) para resolver la mayoría de las cuestiones en disputa en relación con los ejercicios 2003 a 2009 sobre varios impuestos: “*Petroleum Profit Tax*” (impuesto sobre sociedades), “*Supplemental Petroleum Tax*” (impuesto a la producción), retenciones sobre rentas de no residentes y los asuntos recurrentes para los años no inspeccionados (ejercicios 2010-2014).

Posteriormente, la Administración ha dictado una nueva acta por la que exige pagos adicionales en relación con los ejercicios 2007-2009 (que estaban incluidos en el acuerdo antes mencionado y por tanto se consideraban ya revisados y cerrados). La compañía ha interpuesto el oportuno recurso administrativo.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene dotadas provisiones que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2015 asciende a 1.524 millones de euros (649 millones de euros de diciembre 2014). El incremento viene motivado fundamentalmente por la incorporación de las provisiones y del valor razonable de los pasivos contingentes identificados como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra de Talisman a la fecha de adquisición (ver apartado 4.1).

(21) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

21.1) Ventas e ingresos por prestación de servicios

La distribución del epígrafe “*Ventas e ingresos por prestación de servicios*” por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Áreas Geográficas	Millones de euros	
	2015	2014
España	20.816	24.685
Unión Europea	6.473	7.789
Países O.C.D.E.	4.704	4.908
Resto de países	7.744	8.460
Total	39.737	45.842

Este epígrafe 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 6.205 millones de euros en 2015 y 6.077 millones de euros en 2014.

21.2) Ingresos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	108	206
Beneficios por enajenación de inmovilizado	551	84
Total	659	290

En 2015 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a: i) la venta de la participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. “CLH” por importe de 293 millones de euros (ver Nota 4.2), ii) la venta de licencias exploratorias en Canadá por importe de 60 millones de euros, iii) la venta de parte de los activos de gas canalizado en España por un importe de 51 millones de

euros (ver Nota 9) y iv) diversas operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A. por 109 millones de euros.

En 2014, los beneficios por enajenación de inmovilizado correspondían fundamentalmente a operaciones de dilución de participación en activos del *Upstream* (“farm-outs”) en Australia (cesión del 55% del bloque WA-480-P), en Perú (acuerdo sobre el Lote 57 en el que Repsol mantiene el 53,84%) y en Aruba (venta del 65% del contrato de participación en la producción de dicho país) por importe de 60 millones de euros.

21.3) Otros ingresos de explotación

Destacan en 2015 los ingresos reconocidos por la valoración de los instrumentos derivados comerciales, ver Nota 17.

En 2014 respecto al epígrafe “*Otros ingresos de explotación*”, Repsol, S.A. y Naturgás Energía Grupo, S.A. acordaron cancelar anticipadamente el contrato de transporte marítimo a largo plazo para el transporte de determinadas cantidades de GNL adquiridas por Naturgás. Como contraprestación Naturgás pagó a Repsol, S.A. 95 millones de dólares en dos plazos. En este sentido, el Grupo registró en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” un importe de 69 millones de euros antes de impuestos estando pendiente de cobro a cierre del ejercicio 34 millones de euros correspondientes al segundo pago y que finalmente se cobró en 2015.

Adicionalmente, en relación con la regulación en España del GLP envasado (ver Anexo IV), la Audiencia Nacional y el Tribunal Superior de Justicia se reconocieron en 2014 el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios correspondiente a los trimestres segundo al cuarto de 2011 y primero, segundo y tercero de 2012, lo que supuso reconocer en dicho ejercicio unos ingresos por importe de 93,5 millones de euros antes de impuestos. En noviembre de 2015 el Tribunal Supremo ha confirmado uno de los anteriores pronunciamientos de la Audiencia Nacional, ver Nota 28 “*Contingencias legales*”. En atención a este pronunciamiento de nuestro Tribunal Supremo, en 2015 se han reconocido en Repsol Butano, S.A. unos ingresos por importe de 36,5 millones de euros comprensivos de las pérdidas reclamadas por Repsol Butano, S.A. relativas al primer trimestre de 2011, cuyo ingreso no se reconoció en 2014 por la existencia de una sentencia inicial desestimatoria del Tribunal Superior de Justicia de Madrid, más los intereses legales devengados a 31 de diciembre de 2015 del total de los importes principales reclamados en los trimestres arriba mencionados.

Incluye las subvenciones de explotación registradas como ingreso en los ejercicios 2015 y 2014 por importe de 28 y 25 millones de euros respectivamente.

21.4) Aprovisionamientos

El epígrafe “*Aprovisionamientos*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Compras	28.028	37.271
Variación de existencias	805	983
Total	28.833	38.254

El epígrafe “*Aprovisionamientos*” incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado “*Ventas e ingresos por prestación de servicios*” de esta nota.

21.5) Gastos de personal

El epígrafe “*Gastos de personal*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Remuneraciones y otros	1.624	1.293
Costes de seguridad social	505	436
Total	2.129	1.729

21.6) Otros gastos de explotación

El epígrafe “*Otros gastos de explotación*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Transportes y fletes	1.356	1.118
Tributos	229	302
Servicios exteriores	4.026	3.017
Otros Gastos	929	410
Total	6.540	4.847

Los costes de exploración en 2015 y 2014 ascienden a 1.529 y 811 millones de euros, de los cuales 657 y 398 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe “*Amortizaciones de inmovilizado*” y 556 y 108 millones de euros en el epígrafe “*Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*” en 2015 y 2014 respectivamente.

En el ejercicio 2015 los principales costes de exploración se realizaron en Europa 276 millones de euros, en África 566 millones de euros y en Norteamérica 522 millones de euros. Los principales costes de exploración en 2014 se llevaron a cabo en Europa 228 millones de euros, en África 214 millones de euros y en Norteamérica 139 millones de euros.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2015 y 2014 a 90 y 87 millones de euros, respectivamente.

21.7) Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado

Los citados gastos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 6, 7 y 22)	3.636	561
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	55	27
Total	3.691	588

(22) DETERIORO DE ACTIVOS

En el entorno actual de bajos precios del crudo y del gas, el Grupo ha llevado a cabo una revisión de los escenarios económicos previsible (ver Nota 3) de sus planes de negocio y de manera consistente, del valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo. Como consecuencia de ello, en 2015 se han reconocido dotaciones por deterioro de valor de activos por importe de 4.010 millones de euros, de los cuales corresponden a inmovilizado intangible y material 3.636 millones de euros (ver Nota 6 y 7) y a inversiones contabilizadas por el método de la participación 374 millones de euros (ver Nota 8).

Activos Upstream

En el segmento del *Upstream*, los deterioros de valor obedecen principalmente al endurecimiento de las condiciones de entorno: significativa bajada de los precios futuros esperados y aumento de las tasas de descuento en distintas áreas geográficas. En la Nota 3 se describen las principales hipótesis utilizadas para la estimación del valor recuperable de los activos del segmento *Upstream*.

En el ejercicio 2015 se han registrado deterioros de valor en activos *Upstream* por importe de 3.399 millones de euros¹, que afectan a:

- Norteamérica (1.073 millones de euros), principalmente en activos no convencionales.
- Sudeste Asiático (553 millones de euros), en Malasia, Papúa Nueva Guinea, Indonesia y Vietnam.
- Latinoamérica (834 millones de euros), principalmente en Venezuela² y Colombia.
- Europa y Norte de África (383 millones de euros), principalmente en Argelia y Noruega.
- Activos exploratorios (556 millones de euros), principalmente en Angola y Estados Unidos, dado que el escenario actual de precios no permite concluir favorablemente sobre la viabilidad comercial de determinados bonos y sondeos capitalizados³.

El valor recuperable de los activos deteriorados asciende a 12.766 millones de euros.

Las variaciones en las curvas de precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas (ver Nota 3) afectarían al importe del deterioro del valor de los activos del segmento *Upstream*. Las principales sensibilidades a esas variaciones sin tener en cuenta las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones se indican a continuación:

	Incremento (+) / descenso (-)	Millones de euros	
		Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precio del crudo y gas	+5%	1.006	676
	-5%	(1.410)	(952)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.195)	(763)
	-100 p.b.	792	501

¹ Incluye deterioros de valor de inversiones contabilizadas por el método de la participación por importe de 331 millones de euros.

² El deterioro registrado en Venezuela (408 millones de euros) refleja no solo el descenso de los precios del crudo sino también las incertidumbres asociadas a la situación económica y cambiaria en Venezuela. Incluye deterioros sobre el inmovilizado material y sobre los activos de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (ver Nota 8). La tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de los activos deteriorados ha sido del 14,4%. Adicionalmente, se han registrado provisiones por importe de 56 millones de euros por la financiación otorgada a nuestros negocios en Venezuela y otras cuentas por cobrar.

³ Adicionalmente se han registrado provisiones por contratos onerosos de plataformas de perforación (169 millones de euros; de los cuales 160 millones de euros han sido registrados en el epígrafe “Provisiones no corrientes”, ver Nota 14, y 9 millones de euros en el epígrafe “Inversiones contabilizadas por el método de la participación”).

Activos *Downstream*¹

En el segmento del *Downstream*, los menores precios de la energía y de la materia prima suponen en términos generales una mejor valoración de sus negocios. Sin embargo, se ha registrado un deterioro de los activos del negocio de *Gas&Power* en Norteamérica (planta de regasificación de Canaport y compromisos asociados a los gaseoductos para el transporte de gas) por un importe de 362 millones de euros (neto de la reversión de una provisión de onerosidad, ver Nota 14) como consecuencia de la evolución prevista de los volúmenes, precios y márgenes del gas. La tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 5,5%.

Deterioros registrados en 2014

En 2014 se realizaron dotaciones y reversiones de provisiones por deterioro de activos por un saldo neto, antes de impuestos, de 346 millones de euros. Adicionalmente, en relación con el análisis de deterioro de valor de las unidades generadoras de efectivo, se dotaron diversas provisiones por onerosidad por importe de 282 millones de euros (ver Nota 14).

En el segmento del *Upstream*, destacaron las siguientes provisiones por deterioro de activos:

- En activos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime (*Mid-Continent*), por importe de 319 millones de euros antes de impuestos.
- En el campo Reganne en Argelia, como consecuencia del descenso de los precios del crudo, por importe de 64 millones de euros antes de impuestos.
- En relación con el sondeo exploratorio Sandía, se registró una provisión por importe de 89 millones de euros antes de impuestos.
- En relación con el Bloque 39 en Perú se registró un deterioro de 28 millones de euros. El Bloque 39 fue transmitido en 2014.
- Deterioros de bonos exploratorios (“*Otro inmovilizado intangible*”) en Namibia y Estados Unidos por importe de 20 millones de euros.
-

En el segmento del *Downstream* destacó la provisión por deterioro en los activos de cogeneración por importe de 21 millones de euros antes de impuestos.

¹ En 2015 se han registrado otros deterioros menores en diversos activos de *Downstream* por importe de 76 millones de euros.

(23) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Ingresos financieros	118	112
Gastos financieros	(519)	(414)
Intereses de la deuda	(401)	(302)
Por tipo de interés	8	(29)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	8	(29)
Por tipo de cambio	833	253
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	1.037	557
Diferencias de cambio	(204)	(304)
Otras posiciones	7	1
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	7	1
Resultado de posiciones ⁽¹⁾	848	225
Actualización financiera de provisiones	(121)	(63)
Intereses intercalarios ⁽²⁾	129	81
Arrendamiento financiero	(147)	(126)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros ⁽³⁾	170	369
Otros ingresos	32	22
Otros gastos	(60)	(54)
Otros ingresos y gastos financieros	(5)	211
RESULTADO FINANCIERO	450	152

(1) Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 4 de la Nota 2) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados. En 2015 destacan los ingresos correspondientes a los contratos derivados sobre posiciones de divisa (ver Nota 17). En 2014 incluye el resultado positivo de las diferencias de cambio de la cartera de bonos entregados por la República Argentina, originadas desde la entrega de los mismos hasta su fecha de monetización (ver Nota 4).

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

(3) En 2015 incluye, principalmente, las plusvalías generadas por la recompra de bonos de Talisman por importe de 213 millones de euros. En 2014 incluye, fundamentalmente, los resultados generados por la venta de las acciones no expropiadas del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. por importe de 453 millones de euros y de los bonos entregados por la República Argentina por importe negativo de 53 millones de euros (ver apartados 4.1 y 4.3 de la Nota 4, respectivamente).

(24) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

En los ejercicios 2015 y 2014 la composición del epígrafe “*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*” referentes a las actividades continuadas del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros	
		2015	2014
Resultado antes de impuestos		(2.084)	1.122
Ajustes de resultado:		5.727	1.410
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.988	1.796
Provisiones operativas netas dotadas	14 y 22	3.636	676
Resultado por enajenación de activos no comerciales	4 y 21	(471)	11
Resultado financiero	23	(450)	(152)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	8	94	(892)
Otros ajustes (netos)		(70)	(29)
Cambios en el capital corriente: ⁽¹⁾		1.370	966
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar		1.007	(142)
Incremento/Decremento Inventarios		1.232	1.188
Incremento/Decremento Cuentas a pagar		(869)	(80)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(163)	(315)
Cobros de dividendos		363	530
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(128)	(611)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(398)	(234)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		4.850	3.183
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		-	(86)

⁽¹⁾ Principalmente por el descenso de los precios del crudo y del gas en 2015.

(25) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

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

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

Accionistas significativos	% total sobre el capital social	
	31 de diciembre de 2015 ⁽¹⁾	
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ⁽²⁾	12,20	
Sacyr Vallehermoso, S.A. ⁽³⁾	8,73	
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽⁴⁾	5,11	

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2015 provenientes de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

⁽¹⁾ Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 13.1 Capital social.

⁽²⁾ La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.

⁽³⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

⁽⁴⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo Corporativo creado el 8 de Mayo de 2015 y los miembros del antiguo Comité de Dirección, que tienen consideración de “personal directivo” a efectos de este apartado (ver Nota 26.4).
- c. Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros	2015				2014			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
GASTOS E INGRESOS								
Gastos financieros	15	-	41	56	6	-	32	38
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1	-	-	-	-
Arendamientos	1	-	3	4	2	-	3	5
Recepciones de servicios	14	-	306	320	8	-	350	358
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽²⁾	-	-	6.409	6.409	1.519	-	6.854	8.373
Otros gastos	20	-	1	21	16	-	1	17
TOTAL GASTOS	50	-	6.761	6.811	1.551	-	7.240	8.791
Ingresos financieros	39	-	94	133	37	-	50	87
Contratas de gestión o colaboración	-	-	5	5	-	-	5	5
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-	-	3	3
Arendamientos	1	-	4	5	1	-	3	4
Prestaciones de servicios	8	-	7	15	9	-	4	13
Venta de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	96	-	645	741	64	-	862	926
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	52	52	-	-	1	1
Otros ingresos	-	-	93	93	1	-	112	113
TOTAL INGRESOS	144	-	900	1.044	112	-	1.040	1.152

Millones de euros	2015				2014			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
OTRAS TRANSACCIONES								
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	70	-	-	70	46	-	-	46
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁴⁾	-	-	2.559	2.559	1	-	2.091	2.092
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	4	4	-	-	5	5
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	23	-	23	46	15	-	-	15
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) ⁽⁵⁾	565	-	3.925	4.490	509	-	3.463	3.972
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	335	-	2.389	2.724	64	-	1.664	1.728
Garantías y avales recibidos	63	-	4	67	34	-	-	34
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	2.233	-	7.608	9.841	80	-	7.463	7.543
Compromisos / garantías cancelados	-	-	-	-	-	-	8	8
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	350	-	24	374	652	1	-	653
Otras operaciones ⁽⁹⁾	1.386	-	-	1.386	1.607	-	-	1.607

(1) Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas a 31 de diciembre con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 26 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.

(2) A 31 de diciembre la columna “Personas, sociedades o entidades del Grupo” incluye, principalmente, compras de bienes con el grupo Gas Natural Fenosa (GNF), BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) y el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB) por importe de 872, 424 y 490 millones de euros en 2015, respectivamente y 1.113, 629 y 382 millones de euros en 2014 (ver Nota 8). En 2014 la columna “accionistas significativos” incluía las compras de crudo al grupo Pemex hasta el 4 de junio de 2014, momento en el que perdió su consideración de parte vinculada.

(3) Incluye, principalmente, ventas de producto al grupo Gas Natural Fenosa (GNF), Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe en 2015 de 226, 184 y 153 millones de euros y en 2014 de 291, 71 y 223 millones de euros, respectivamente.

- (4) Incluye préstamos concedidos a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 10.4), así como las líneas de crédito no dispuestas por estas sociedades.
- (5) A 31 de diciembre la columna "*Accionistas significativos*" incluye líneas de crédito con la Caixa por el importe máximo concedido, que asciende a 370 millones de euros en 2015 y 2014. La columna "*Personas, sociedades o entidades del Grupo*" incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a sus accionistas (ver Nota 15 "*Pasivos financieros*" en 2015) así como las líneas de crédito no dispuestas con las sociedades integradas por el método de la participación.
- (6) En 2015 y 2014 incluye 1.370 y 1.506 millones de euros, respectivamente, correspondientes a 3 garantías emitidas por Repsol S.A. en relación con los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guará B.V. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2015 incluye 834 millones de euros, correspondientes a las contragarantías otorgadas por Talisman Energy Inc asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Talisman Sinopec Energy UK Ltd (TSEUK) cubriendo obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte (ver Nota 29.2).
- (7) Corresponde a los compromisos de compras neto de los compromisos de ventas, vigentes a 31 de diciembre. En 2015, destaca el compromiso de venta de gas de 367,5 mmBtu diarios de Talisman en el bloque *Corridor* en Indonesia con Gas Supply Pte. Ltd subsidiaria del accionista significativo Temasek Holdings Limited con vencimiento en el año 2023 (ver Nota 29.1).
- (8) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2015 (y en la tabla 2014: enero y julio 2014), en el marco del programa de retribución a los accionistas "*Repsol Dividendo Flexible*" (ver Nota 13.6). Por el contrario no se incluyen, en 2015 ni en 2014 los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerradas en enero de 2016 y 2015, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 167 millones de euros en 2015 (173 millones de euros en 2014). Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.
- (9) En 2015 y 2014 incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 926 y 1.000 millones de euros respectivamente y operaciones de cobertura de tipo de interés por 80 y 74 millones de euros con el grupo la Caixa.

(26) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

26.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad fijada a tal efecto por la Junta General Ordinaria de Accionistas o en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, correspondiendo al Consejo de Administración la determinación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a comisiones dentro del Consejo, los cargos desempeñados por cada uno de ellos dentro del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

El límite máximo establecido en la Política de Remuneraciones de los Consejeros aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 30 de abril de 2015, bajo el punto decimonoveno del Orden del Día, es de 8,5 millones de euros.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y con el sistema aprobado por el Consejo de Administración, a propuesta de la antigua Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe a percibir anualmente por la pertenencia al Consejo y a cada una de sus Comisiones¹ ascendió, en los ejercicios 2015 y 2014, a los siguientes importes:

¹ El Consejo de Administración acordó, el 25 de junio de 2015, modificar el Reglamento del Consejo de Administración, dividiendo la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas y creando la nueva Comisión de Sostenibilidad, en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

Órgano de Gobierno	Euros	
	2015	2014
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Sostenibilidad (antigua Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa)	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos	22.075	-
Comisión de Retribuciones	22.075	-

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2015 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 6,5 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Consejo de Administración	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)							TOTAL
	Consejo	C. Delegada	C. Auditoría	C. Nombram y Retribuciones	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	1.511.393	176.594	-	-	-	-	-	1.687.987
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Josu Jon Imaz	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Javier Echenique Landiribar	176.594	-	88.297	-	-	-	44.148	309.039
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	22.074	11.037	11.037	-	397.337
Gonzalo Gortázar Rotaache ⁽²⁾	117.729	-	-	7.358	11.037	11.037	22.074	169.235
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	22.074	11.037	11.037	44.148	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	-	-	44.148	309.039
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Juan María Nin ⁽³⁾	44.149	-	-	11.037	-	-	11.037	66.223
Ángel Durández Adeva	176.594	-	88.297	-	-	-	-	264.891
M ^a Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	22.074	11.037	11.037	44.148	264.891
Mario Fernández Pelaz ⁽⁴⁾	176.594	-	80.939	22.074	11.037	11.037	-	301.682
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Rene Dahan	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
J. Robinson West	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188

- (1) El Sr. Brufau cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, aprobando la Junta General de Accionistas en la misma fecha su reelección como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración y sus nuevas condiciones retributivas, aplicables a partir del 1 de mayo de 2015 y consistentes en una retribución fija de 2.500 miles de euros brutos anuales. De dicho importe se deducen las cantidades percibidas por el Sr. Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración y a las Comisiones de otras sociedades del Grupo Repsol, acuerdos conjuntos o asociadas. El cuadro recoge por tanto la retribución del Sr. Brufau como Presidente del Consejo de Administración y de la Comisión Delegada de Repsol, una vez descontada la devengada como miembro del Consejo de Administración de Gas Natural (ver apdo 26.1c) así como la retribución fija devengada como Presidente Ejecutivo desde el 1 de enero al 30 de abril de 2015 (ver apdo 26.1.b))
- (2) D. Gonzalo Gortázar Rotaache fue designado miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A., vocal de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones el 30 de abril de 2015 y vocal de la Comisión de Sostenibilidad el 25 de junio de 2015.
- (3) D. Juan María Nin Génova renunció a su cargo de Consejero de Repsol, S.A., de vocal de la Comisión de Nombramientos y retribuciones y de Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa el 29 de abril de 2015.
- (4) D. Mario Fernández Pelaz fue designado miembro de la Comisión de Auditoría y Control el 28 de enero de 2015.

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, acuerdo conjunto o asociada.
- Los Consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior, estando en todo caso excluidos de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivos ligados al desempeño de la compañía, a corto o largo plazo.

- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto 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 del Consejo de Administración, el Consejero Delegado y el Secretario General, para quienes rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, más adelante descritos.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2015 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 2,843 millones de euros, correspondiendo 0,661 millones de euros a D. Antonio Brufau, quien como se ha indicado anteriormente cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo y 1,200 millones de euros a D. Josu Jon Imaz.

La retribución en concepto de remuneración en especie (que incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico), así como la retribución variable anual y plurianual, ha ascendido en 2015 a 1,336 millones de euros en el caso de D. Josu Jon Imaz y a 1,358 en el caso de D. Luis Suárez de Lezo.

En relación con el Plan de Fidelización, tal y como se detalla en la Nota 27.4) i.), con fecha 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 3.473 acciones brutas, valoradas a un precio unitario de 16,88 euros por acción, lo que supone un importe equivalente de 58.630 euros. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo consolidó derechos a la entrega de un total de 4.076 acciones brutas valoradas a ese mismo precio, suponiendo un importe equivalente de 68.814 euros.

En el caso del Sr. Brufau, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie, han ascendido a un total de 0,534 millones de euros. Por lo que se refiere a los Planes de Fidelización de los que el Sr. Brufau era partícipe, al cesar éste en el desempeño de sus funciones ejecutivas se le han liquidado, con fecha 30 de abril de 2015 y conforme a lo dispuesto en las Condiciones Generales que regulan los Planes, los derechos a la entrega de acciones consolidadas por importe de 0,213 millones de euros.

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

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de sociedades participadas

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2015 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas, asciende a 0,357 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros	
	Gas Natural	Petronor
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	151.500	-
Josu Jon Imaz	-	38.982
Luis Suárez de Lezo	166.500	-

⁽¹⁾ El importe de la retribución percibida por el Sr Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración de Gas Natural se deduce de la retribución percibida como Presidente del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

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

e) Por aportaciones a planes de pensiones, premio de permanencia y planes de previsión.

El coste de las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2015 a 0,457 millones de euros, correspondiendo 0,254 millones de euros a D. Josu Jon Imaz y 0,203 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Por petición del Sr. Brufau, el 12 de marzo de 2013, la Compañía dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión para la cobertura de jubilación, extinguiéndose el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido al efecto.

26.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2015 ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

26.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2015, los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

El Consejero Delegado y el Consejero Secretario General se adhirieron a los ciclos 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Fidelización a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 27.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2015 no se ha comunicado al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses, directo o indirecto, conforme a lo previsto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, durante dicho ejercicio los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a la reelección de Consejeros y la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

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

26.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de la información recogida en este apartado, Repsol considera “*personal directivo*” a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo creado el 8 de mayo de 2015 y a los miembros del antiguo Comité de Dirección. Durante 2015 un total de 12 personas han formado parte del Comité de Dirección y/o del Comité Ejecutivo Corporativo. 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.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en 2015 por las personas que, en algún momento del citado periodo y durante el tiempo que han ocupado dicha posición, han sido miembros del

antiguo Comité de Dirección o del actual Comité Ejecutivo Corporativo del Grupo. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre “directivos” no incluye la correspondiente a las personas en las que concurre también la condición de Consejeros de Repsol, S.A., dado que la información correspondiente a estas personas se incluye en el apartado de 1 esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, y de un bono plurianual, calculados ambos como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos.

En el ejercicio 2015, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,538
Dietas	0,124
Remuneración Variable	6,319
Remuneraciones en Especie ⁽¹⁾	1,081

⁽¹⁾ Incluye los derechos consolidados a la entrega de 22.445 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan de Fidelización, con un valor de 16,88 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 378.866 euros.

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 13,062 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos.

El importe de las aportaciones correspondientes a 2015, realizadas por el Grupo para su personal directivo ha ascendido a 1,644 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2015 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver apartado 19 de la Nota 2 y Nota 27), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,544 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

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

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2015, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,052 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,45% durante el presente ejercicio.

26.5) Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver apartado 4 de esta Nota) se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si ésta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver apartado 4 de esta Nota), así como a los Consejeros que durante 2015 han desempeñado funciones ejecutivas.

En 2015, las indemnizaciones por parte del personal directivo de la compañía por extinción de contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 15,3 millones de euros.

26.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2015 los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo se han adherido a los ciclos, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Fidelización, descrito en la Nota 27.

(27) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

27.1) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente. Adicionalmente, fuera de España, algunas sociedades del Grupo disponen de planes de pensiones de aportación definida para sus empleados.

El coste anual cargado en la cuenta de “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 61 millones de euros en 2015 y 44 millones de euros en 2014.

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 base 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 registrado en el epígrafe “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2015 y 2014 ha ascendido a 17 y 14 millones de euros, respectivamente.

27.2) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de resultados del Grupo en 2015 y 2014 ha sido de 3 y 1 millón de euros, respectivamente y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2015 y 2014 a 88 y 24 millones de euros, respectivamente (ver Nota 14 “*Provisiones corrientes y no corrientes*”). El incremento se explica por la incorporación de los planes de prestación

definida en Canadá y Noruega de Talisman (ver Nota 4.1).

27.3) Incentivos a medio y largo plazo

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

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018. El Programa 2011-2014 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2014 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2015.

Los cuatro programas vigentes (2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer cuatrimestre 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 aritmética de la Evaluación Individual de Desempeño obtenida por el beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos.

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

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2015 y 2014 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 23 y 12 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 52 y 42 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

27.4) Planes de fidelización y de adquisición de acciones

i.) “Plan de Fidelización”

Este Plan, aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 y, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) tiene como finalidad fomentar el alineamiento de sus beneficiarios con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. Se instrumenta a través de un plan de compra de acciones que permite a sus beneficiarios invertir una cantidad máxima en acciones de Repsol, S.A., de forma que si mantienen las acciones durante un periodo de tres años, permanecen en el Grupo y se cumplen el resto de condiciones del Plan, recibirían una acción adicional por cada tres acciones que hubieran adquirido inicialmente.

Por simplicidad en la instrumentación del Plan de Fidelización se ha determinado que sus beneficiarios serán quienes participen en los programas de retribución plurianual y el importe máximo que podrán

invertir en el Plan será el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que cada beneficiario perciba.

La compra de acciones por los beneficiarios debe realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se encuentran vigentes los ciclos tercero, cuarto y quinto (2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº de participantes	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (€/acción)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Tercer ciclo (2013-2016) ⁽¹⁾	200	172.302	18,22	57.366
Cuarto ciclo (2014-2017)	218	150.271	20,72	50.026
Quinto ciclo (2015-2018)	219	170.302	17,41	56.698

⁽¹⁾ Tras el cierre del periodo de adhesión se incorporaron al Plan 13 beneficiarios cuyas solicitudes, remitidas en plazo y forma, no fueron tramitadas inicialmente. Dichos beneficiarios adquirieron un total de 3.514 acciones en las mismas condiciones que las que se les hubiesen aplicado de haberse tramitado correctamente sus solicitudes.

En el quinto ciclo del Plan (2015-2018), los actuales miembros del Comité Ejecutivo Corporativo han adquirido un total de 63.040 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el tercer ciclo (un total de 51.224 acciones), en el cuarto ciclo (un total de 47.645 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 17.072 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del tercero, 15.879 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del cuarto y 21.012 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del quinto, sujeto en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, se ha registrado un gasto en el epígrafe “*Gastos de personal*” con contrapartida en el epígrafe “*Otras reservas*” del patrimonio neto por importe de 0,60 y 0,85 millones de euros, respectivamente.

El 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 171 beneficiarios (entre ellos, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo) consolidaron derechos a la entrega de un total de 71.932 acciones brutas. Una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, los beneficiarios recibieron el 11 de junio de 2015 un total de 54.435 acciones netas, valoradas a un precio unitario de 16,88 euros por acción, de conformidad con las condiciones establecidas en el Plan. En concreto, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo (incluyendo a los que ostentan la condición de Consejeros) consolidaron derechos a la entrega de un total de 29.994 acciones brutas, recibiendo 20.487 acciones netas en la citada fecha y con la valoración indicada, una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad.

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Los Planes de Adquisición de Acciones (PAA) fueron aprobados por la Junta General Ordinaria de 15 de abril de 2011 para los años 2011-2012, por la Junta General Ordinaria de 31 de mayo de 2012 para el periodo 2013-2015, y por la Junta General Ordinaria de 30 de abril de 2015 para el periodo 2016-2018 (Plan 2016-2018).

Estos planes se dirigen a empleados del Grupo Repsol en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir parte de su retribución en acciones de Repsol, S.A. con el límite anual de 12.000 euros. Las acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario.

Durante el ejercicio 2015 el Grupo ha adquirido 754.845 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9 millones de euros para su entrega a los participantes del PAA 2015. En el ejercicio 2014 y en el marco

del PAA 2014, el Grupo adquirió 437.577 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,9 millones de euros (ver Nota 13).

Los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2015 un total de 7.504 acciones.

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

(28) CONTINGENCIAS LEGALES

A 31 de diciembre de 2015, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 194 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 20 “*Situación fiscal*” en su apartado “*Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal*”). Este importe incluye las provisiones registradas como consecuencia de la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1).

Las sociedades del Grupo Repsol pueden ser parte en determinados procedimientos judiciales o arbitrales en el curso ordinario de sus actividades. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

Argentina

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el periodo 1993 a 2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. En lo que se refiere al periodo 1993 a 1997, la reclamación se basa en la sanción impuesta a YPF S.A. por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF S.A. y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto el proceso de audiencia y actualmente se está produciendo la prueba. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993 a 1997, suma que actualizada a 18 de agosto de 2012 ascendería según el perito oficial a 387 millones de pesos argentinos (43 millones de euros), todo ello más intereses y costas.

El 4 de febrero de 2016 Repsol ha sido notificado de la sentencia que condena a YPF al pago de 98.208.681 pesos argentinos (7 millones de euros) más intereses (la “Sentencia”). Si bien la parte resolutive de la sentencia no aclara expresamente que la demanda se rechaza respecto de Repsol, en el Considerando XXVI se le absuelve de la condena por daños ya que durante el periodo al que corresponde la condena (1993 a 1997) Repsol no era accionista de YPF. Para mayor claridad el 5 de febrero de 2016 Repsol presentó un recurso de aclaratoria a fin de obtener un pronunciamiento que expresamente rechace la demanda promovida contra Repsol. Dicha solicitud ha sido rechazada por el Tribunal por considerar que resultaba inútil al estar “*suficientemente claro el pronunciamiento respecto de la responsabilidad de Repsol S.A., tanto a juicio del suscripto como del propio presentante*” en la Sentencia. El 11 de febrero de 2016 la actora apeló la Sentencia aunque, al no haber presentado aún los fundamentos de la apelación, desconocemos si en la misma cuestiona la absolución de Repsol.

Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic / Bahía de Newark

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con la venta por Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company

("Chemicals") a Occidental Chemical Corporation ("OCC"). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias medioambientales relacionadas con las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. ("YPF") y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el Department of Environmental Protection de Nueva Jersey ("DEP") y el Spill Compensation Fund de New Jersey (conjuntamente, "el Estado de Nueva Jersey") demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo "Repsol"); YPF; YPF Holdings Inc. ("YPFH"); CLH Holdings ("CLHH"); Tierra Solutions, Inc. ("Tierra"); Maxus; así como a OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals que presuntamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark). En agosto de 2010 la demanda se amplió a YPF International, S.A. ("YPFI"), y a Maxus International Energy Company ("MIEC").

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso la "*Second Amended Cross Claim*" ("*Cross Claim*") contra Repsol, YPF, Maxus (conjuntamente los "Demandados"), Tierra y CLHH.

Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquellos.

Con fecha 29 de enero de 2015 el Juez del litigio se pronunció respecto de ciertas *Motions to Dismiss* presentadas por los Demandados frente a la *Cross Claim* desestimando, total o parcialmente y sin posibilidad de volver a plantearse, diez de las doce reclamaciones formuladas por OCC. El 1 de julio de 2015 el juez fijó un nuevo calendario procesal y señaló la vista del juicio para junio de 2016.

El 27 de noviembre de 2015 las partes formularon varias *Motions for Summary Judgement* y el 14 de enero de 2016, la Juez auxiliar en el litigio (*Special Master*) emitió sus recomendaciones sobre estas *Motions*, estimando, entre otras, las presentadas por Repsol en relación con su consideración como alter ego de Maxus y rechazando la Motion de OCC contra la reclamación de Repsol a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de New Jersey. Estas recomendaciones pueden ser recurridas en un plazo de 1 mes por las partes ante el Juez titular de la Corte de Nueva Jersey, quién decidirá sobre la procedencia de las mismas.

Reino Unido

Litigio del oleoducto "Galley"

En agosto de 2012 se produjo una fuga en el oleoducto Galley, en el que Talisman Sinopec Energy UK, LTD ("TSEUK") tiene una participación de un 67,41%.

En septiembre de 2012 TSEUK reclamó por las pérdidas sufridas a consecuencia del incidente a la compañía aseguradora Oleum Insurance Company ("Oleum"), una filial 100% de Talisman Energy Inc. ("TEI") que ostenta una participación del 51% en TSEUK. TSEUK reclama a Oleum 315 millones de dólares americanos, conforme al acuerdo de seguro.

La documentación presentada en noviembre de 2014 por TSEUK en soporte de su reclamación no resultaba suficiente para determinar la existencia de cobertura bajo la póliza por lo que Oleum solicitó información adicional a TSEUK para determinar la cobertura final del seguro. TSEUK ha remitido información adicional a Oleum que está siendo revisada por los abogados externos.

Arbitraje Addax (en relación con la compra de Talisman Energy (UK) Limited)

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK Limited y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, presentaron una “*Notice of Arbitration*” contra Talisman Energy Inc. (“TEI”) y Talisman Colombia Holdco Limited (“TCHL”) en relación con la compra del 49% de las acciones de Talisman Energy (UK) Limited (actualmente TSEUK). El 1 de octubre TEI y TCHL presentaron la contestación a la “*Notice of Arbitration*”. En nuestra opinión las pretensiones incluidas en la misma carecen de fundamento.

España

Demandas contra las resoluciones trimestrales dictadas por la Dirección General de Política Energética y Minas relativas a los precios máximos de GLP envasado durante parte de los ejercicios 2009 a 2012.

Durante 2014, se notificaron a Repsol Butano, S.A. cuatro sentencias de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional y una del Tribunal Superior de Justicia de Madrid por las que se reconocía el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por las resoluciones trimestrales dictadas por la Dirección General de Política Energética y Minas para la determinación del precio máximo de GLP envasado regulado correspondientes a los trimestres segundo al cuarto de 2011 y primero, segundo y tercero de 2012, por un importe total de 93,5 millones de euros de principal más los intereses legales correspondientes.

En dichas sentencias se declaró la concurrencia en el caso de los elementos configuradores de la responsabilidad patrimonial de la Administración e igualmente se admitió la cuantificación de los daños y perjuicios ocasionados por las resoluciones trimestrales recurridas por Repsol Butano, S.A. y peritadas (de parte y judicialmente), por el importe anteriormente citado.

Aun cuando la Abogacía del Estado interpuso recursos de casación contra todas y cada una de las anteriores sentencias, la realidad es que la Administración no se opuso en la instancia a la concurrencia de los presupuestos legales que determinan su responsabilidad patrimonial, sino a la determinación y cuantificación del daño mediante argumentos que fueron desestimados de forma individualizada y razonada por las merítadas sentencias estimatorias de nuestras reclamaciones.

En el mes de noviembre de 2015 se notificó a Repsol Butano la primera de las sentencias del Tribunal Supremo en los recursos de casación interpuestos por la Abogacía del Estado, la cual declara no haber lugar al recurso de casación interpuesto y confirma el derecho de Repsol Butano a ser indemnizada en concepto de daños y perjuicios por la resolución trimestral en cuestión.

Los razonamientos de las sentencias de instancia, junto con los propiamente planteados por Repsol Butano, S.A. en defensa de su reclamación, así como de forma concluyente por el propio Tribunal Supremo en el recurso de casación anteriormente indicado, permiten considerar que la probabilidad de que el resto de sentencias sean confirmadas por el Tribunal Supremo es muy elevada.

(29) COMPROMISOS Y GARANTÍAS

29.1) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2015 los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de compra, inversión o gasto ⁽¹⁾	Millones de euros					Ejercicios posteriores	Total
	2016	2017	2018	2019	2020		
Compromisos de compra	3.081	1.578	1.720	1.543	1.740	16.790	26.452
Crudo y otros ⁽²⁾	2.256	920	966	1.018	1.006	2.244	8.410
Gas natural ⁽³⁾	825	658	754	525	734	14.546	18.042
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	1.262	967	155	143	124	301	2.952
Prestación de servicios	585	325	206	140	113	459	1.828
Compromisos de transporte	265	227	185	131	126	536	1.470
Transporte - Time Charter	35	25	1	0	0	0	61
Compromisos de transporte	230	202	184	131	126	536	1.409
Arrendamientos operativos ⁽⁵⁾	245	186	163	148	136	737	1.615
TOTAL ⁽⁶⁾	5.438	3.283	2.429	2.105	2.239	18.823	34.317

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.

- (1) Incluye compromisos por 2.236 millones de euros de Talisman (ver Nota 4), correspondientes principalmente a compromisos de servicios de procesamiento y transporte de gas en Norteamérica, así como compromisos de inversión en Malasia, Colombia y Papua Nueva Guinea por importe de 145, 130 y 111 millones de euros, respectivamente. Como parte del acuerdo de compra/venta de activos con Statoil (ver Nota 7), en 2016 se transferirán los compromisos de procesamiento y transporte de gas de Eagle Ford en Norteamérica por importe de 617 millones de euros.
- (2) Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el Grupo Pemex (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento en 2020), con un volumen comprometido para el ejercicio 2016 de 133.333, 59.341 y 36.164 barriles al día, respectivamente.
- (3) Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural en Norteamérica por importe de 16.481 millones de euros, adquiridos por dos contratos firmados en 2014 por un volumen aproximado de 2.4 Bcm con entregas a partir de 2017, uno de ellos firmados con el grupo Gas Natural Fenosa. También incluye en España el compromiso con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las refinerías de Repsol.
- (4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Argelia, Venezuela, Bolivia, Perú y Gabón por importe de 687, 348, 233, 195 y 140 millones de euros, respectivamente.
- (5) Incluye, principalmente, arrendamientos de estaciones de servicio por importe aproximado de 786 millones de euros.
- (6) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre en el ejercicio 2015 (que incluye los correspondientes a Talisman desde su adquisición) y 2014, ascienden a 433 y 308 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2015 los principales compromisos firmes de venta o ingresos del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de venta o ingreso	Millones de euros					Ejercicios posteriores	Total
	2016	2017	2018	2019	2020		
Compromisos de venta	6.719	1.851	1.220	1.054	1.096	8.882	20.822
Crudo y otros ⁽¹⁾	5.696	1.161	516	492	507	5.001	13.373
Gas natural ⁽²⁾	1.023	690	704	562	589	3.881	7.449
Prestación de servicios ⁽³⁾	225	204	202	202	214	1.420	2.467
Compromisos de transporte	5	1	1	1	1	0	9
Arrendamientos operativos	56	54	47	34	33	78	302
TOTAL	7.005	2.110	1.470	1.291	1.344	10.380	23.600

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.

- (1) Incluye principalmente las ventas de productos petrolíferos (combustibles, GLP y productos petroquímicos) en España por importe de 8.994 millones y en Perú por importe de 2.019 millones de euros.

- (2) Incluye compromisos por 3.237 millones de euros de Talisman (ver Nota 4), correspondientes fundamentalmente al compromiso de venta de gas de 367,5 mmBtu diarios en el bloque Corridor (en Indonesia) con Gas Supply Pte. Ltd subsidiaria del accionista significativo Temasek Holdings Limited y a compromisos de venta de gas en Malasia, Vietnam y Norteamérica. Adicionalmente incluye compromisos de venta de gas natural en Argelia y Perú por importe de 2.358 y 1.442 millones de euros, respectivamente.
- (3) Incluye principalmente la ejecución de operaciones petrolíferas en Bolivia, derivadas de los Contratos de Operación firmados por Repsol E&P Bolivia, S.A (ver Anexo II).

29.2) Garantías

A 31 de diciembre de 2015 las compañías del Grupo Repsol han garantizado obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías participadas por el Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (negocios conjuntos y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen las garantías vivas de importe significativo:

- Para el alquiler de tres plataformas flotantes de producción en el desarrollo del campo BMS-9, Repsol Sinopec Brasil (RSB, ver Nota 8), participada en un 60% por Repsol, S.A. y en un 40% por China Petrochemical, del Grupo Sinopec, asumió la responsabilidad por el 25% de las obligaciones contractuales de Guara B.V., correspondiente a su 25% de participación en esta sociedad. Por estos alquileres, el Grupo ha emitido las tres garantías que se describen a continuación.

Una primera por importe actual de 672 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB en su filial Guara B.V., y por la que Repsol dispone a su vez de una contragarantía de China Petrochemical por la participación de ésta del 40% en RSB y dos garantías adicionales, de 544 millones y 545 millones de dólares, correspondientes a la participación sobre Guará B.V. que el Grupo tiene a través del 60% que posee en RSB. Esta última sigue contingente al cumplimiento por el proveedor de futuras obligaciones contractuales y al consiguiente devengo de obligaciones de pago por Guara B.V., devengo estimado a partir del cuarto trimestre de 2016.

Estas garantías son por importes máximos que disminuyen anualmente durante la vida de los contratos de arrendamiento, de veinte años de duración.

- El Grupo tiene otorgadas garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP), sociedad participada por Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. en un 100%, ésta a su vez participada por Repsol OCP Ecuador, S.A. en un 29,66%, que abarcan la construcción, abandono, riesgos medioambientales y operativos relacionados con esta operación por aproximadamente 30 millones de dólares. El Grupo tiene pignoradas todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado una garantía por su participación en Cardón IV que cubre el riesgo de que la unidad de perforación sea confiscada, expropiada, nacionalizada, o sufra cualquier otra limitación a su uso atribuible al Gobierno de Venezuela o a actos de insurrección o terrorismo por una cuantía máxima de 90 millones de dólares.
- En relación a la venta de activos de GNL a Shell (ver Nota 4 "*Principales adquisiciones y desinversiones*"), el Grupo mantiene dos garantías: una otorgada a Gas Natural Fenosa cubriendo las obligaciones de aprovisionamiento de Shell Spain LNG SAU (anteriormente Repsol Comercializadora de Gas, S.A.) a Gas Natural SDG y otra otorgada a Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago por las obligaciones de pago de Repsol LNG T&T Ltd. derivadas de un contrato de procesado de gas. A su vez, el Grupo cuenta con un compromiso de indemnización de Shell por todas las responsabilidades en que en su caso pudiera incurrir Repsol derivadas de estas garantías.
- Contragarantías otorgadas por Talisman Energy Inc. asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Talisman Sinopec Energy UK Ltd "TSEUK" (ver Nota 8) cubriendo las obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte por importe de 834 millones de euros.

Adicionalmente el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar, principalmente en relación con la venta de activos y eventuales responsabilidades por sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de sus operaciones y la práctica general de la industria.

(30) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE¹

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute (API) 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.

30.1) Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2015			2014		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	432	(252)	181	421	(241)	180
Gestión del agua	499	(340)	159	487	(330)	157
Calidad de productos	1.800	(886)	914	1.603	(832)	771
Suelos y abandonos	161	(58)	103	120	(49)	71
Ahorro y eficiencia energética	395	(147)	249	350	(133)	217
Gestión de residuos	41	(19)	22	35	(18)	17
Contingencias y derrames	56	(5)	51	45	(3)	42
Otros	257	(134)	123	199	(117)	82
	3.642	(1.840)	1.801	3.260	(1.723)	1.537

El coste incluye 502 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2015 y 291 millones de euros a 31 de diciembre de 2014.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2015 destacan, las destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, el ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética, la mejora en los sistemas de contingencias y prevención de derrames, la optimización en el consumo de agua, y la minimización de las emisiones a la atmósfera.

Hay que destacar también la continuación de dos importantes proyectos: el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona, con una inversión ambiental de 5,3 millones de euros en 2015 y el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con 182,5 millones de euros.

30.2) Provisiones Ambientales

Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes aparecen desglosados como “*Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes*” en la columna “*Otras provisiones*” del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 14.

¹ La información contenida en esta nota no incluye información de los activos y gastos ambientales de Talisman adquiridos con anterioridad a su adquisición (ver Nota 4.1) se incluyen únicamente aquellos activos y costes adquiridos con posterioridad al 8 de mayo por la imposibilidad de determinar de forma individualizada el valor de los activos de naturaleza medioambiental de los activos adquiridos en la combinación de negocios.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	49	51
Dotaciones con cargo a resultados	18	5
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(2)
Cancelación por pago	(5)	(5)
Reclasificaciones y otros movimientos	(1)	-
Saldo al cierre del ejercicio	59	49

Adicionalmente, la “*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “*Provisión por Desmantelamiento de Campos*” (ver Nota 14) cuyos saldos a 31 de diciembre de 2015 y 2014 ascienden a 1.673 y 341 millones de euros respectivamente.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

30.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2015 y 2014 han ascendido a 170 y 128 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “*Aprovisionamientos*” y “*Otros gastos de explotación*”. Estos gastos incluyen 82 y 54 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2015 y 2014, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 20 y 11 millones de euros respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2015 y 2014 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 22 y 24 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 19 y 17 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 12 millones de euros, para ambos ejercicios y la remediación de suelos y abandonos por importe de 14 y 7 millones de euros, respectivamente.

30.4) Marco Aplicable

En la Unión Europea durante el año 2015, la Comisión se ha centrado en reforzar la Unión de la Energía para garantizar el suministro energético, crear un mercado único, impulsar la eficiencia energética, reducir las emisiones de GEI, y fomentar la investigación y la innovación en el sector.

El último semestre ha estado marcado por la 21 Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas (COP21) que se celebró en París del 30 de noviembre al 11 de diciembre con el objetivo de lograr un acuerdo universal y vinculante que permita luchar eficazmente contra el cambio climático e impulsar la transición hacia sociedades y economías resilientes y bajas en carbono. Como firmante del documento “Paris Pledge for Action”, Repsol apoya el acuerdo y trabaja para que la Compañía sea una parte de la solución del problema climático.

Entre las iniciativas legislativas desarrolladas este año y que pudieran tener un impacto en el Grupo destacan:

- RD1085/2015 de fomento de biocarburantes.
- Decisión (UE) de la Comisión 2015/1814 relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad de mercado (MSR).

- Publicación oficial del desarrollo del artículo 7A de la Directiva 2009/30/CE FQD (Fuel Quality Directive).
- Propuesta legislativa 2015/148 de la CE para la revisión del EU ETS en la Fase IV de acuerdo al paquete 2030 de energía y clima.
- Paquete Energy Union 2015/80 de la CE.

Además, debemos seguir destacando:

- Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/28/CE de fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.
- Decisión de la Comisión 2014/738/UE de conclusiones sobre las Mejoras Técnicas Disponibles (MTD) de BREF de Refino.
- Decisión de la Comisión 2014/746/UE sobre la lista de sectores en riesgo de fuga de carbono.
- Marco de actuación 2030 en materia de clima y energía.

30.5) Emisiones de CO₂

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO₂ en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	55	55
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	82	54
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(54)	(54)
Saldo al cierre del ejercicio	83	55

⁽¹⁾ Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂.

⁽²⁾ Corresponde en 2015 y 2014, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2014 y 2013, respectivamente (ver Nota 6).

Durante los ejercicios 2015 y 2014 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 9 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 62 y 43 millones de euros (ver Nota 6).

El resultado neto total por la gestión de CO₂, incluyendo la cartera de derechos de negociación, ha ascendido a un gasto de 7 millones de euros en 2015 y a un ingreso de 39 millones de euros en 2014.

En 2015, las sociedades del Grupo han estado operando dentro de la Fase III del EU ETS y, tal y como se anticipaba, se espera que al final de esta fase se entre en déficit dado que se habrán consumido los derechos de la Fase II y la asignación correspondiente a la compensación de costes de la Fase III. Para disminuir el futuro extra coste, Repsol ha tomado ciertas medidas de mitigación. Así, a lo largo de los años se han adquirido créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Además, la compañía, y dentro de ella las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones, ha continuado con la ejecución del nuevo Plan de Energía y Carbono 2014-2020 que permite ejecutar planes de ahorro energético y reducción de CO₂ con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III. Las reducciones obtenidas durante 2015 son acordes con la senda de reducción prevista en el plan de largo plazo.

(31) OTRA INFORMACIÓN

31.1) Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2015 ascendía a 27.111 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (17.266 empleados), Norteamérica (2.013 empleados), Sudamérica (4.756 empleados), Europa, África y Brasil (1.750 empleados), Asia y Rusia (1.249 empleados) y Oceanía (77 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2015 ha ascendido a 27.566 empleados, mientras que en 2014 fueron 24.167.

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2015 y 2014:

	2015		2014	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	274	49	255	47
Jefes Técnicos	2.001	669	1.534	496
Técnicos	8.860	4.709	7.771	4.081
Operarios y subalternos	7.022	3.527	6.669	3.436
Total ⁽¹⁾	18.157	8.954	16.229	8.060

⁽¹⁾ No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

El Grupo Repsol¹ cuenta a diciembre de 2015 con un total de 639 trabajadores con discapacidad (2,4% de la plantilla).

En España en 2015, de acuerdo al cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 3,95% de la plantilla, siendo 604 empleados por contratación directa y 150 personas equivalentes por medidas alternativas.

31.2) Remuneración a los auditores

Los honorarios aprobados por servicios de auditoría, servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por las sociedades del Grupo Deloitte y sus sociedades controladas así como aquellos realizados por otras firmas auditoras y sus controladas se presentan a continuación:

Millones de euros	Auditor principal ⁽¹⁾		Otros auditores ⁽²⁾	
	2015	2014	2015	2014
Honorarios por servicios de auditoría	7,6	4,9	4,1	0,1
Honorarios por servicios profesionales relacionados con la auditoría	1,6	0,8	0,3	-
Honorarios otros servicios	0,7	0,5	0,3	-
Total	9,9	6,2	4,7	0,1

⁽¹⁾ La suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor (Deloitte, S.L.) y su organización.

⁽²⁾ En 2015 incluye fundamentalmente los honorarios de EY correspondientes a los trabajos de auditoría y otros servicios prestados a Taliman Energy Inc. y sus sociedades dependientes.

¹ No incluye información correspondiente a Talisman Energy Inc. y sociedades dependientes.

(32) HECHOS POSTERIORES

- Desde el 1 de enero de 2016 la denominación social de Talisman Energy Inc. ha pasado a ser Repsol Oil & Gas Canada Inc. Adicionalmente se ha modificado la denominación de las siguientes sociedades del Grupo.

Antigua denominación	Nueva denominación
Talisman Alberta Shale Partnership	Repsol Alberta Shale Partnership
Talisman Wild River Partnership	Repsol Wild River Partnership
Talisman Groundbirch Partnership	Repsol Groundbirch Partnership
Talisman Central Alberta Partnership	Repsol Central Alberta Partnership
Talisman Energy Canada	Repsol Canada Energy Partnership

Estos cambios no suponen la creación de nuevas sociedades ni afectan a los derechos y obligaciones en virtud de los acuerdos, licencias o permisos existentes.

- El 12 de febrero de 2016 ha vencido un bono emitido por RIF en diciembre de 2011 por importe de 850 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,25%.

ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Abastecimientos e Serviços de Aviação, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	99,00	99,00	(0)	0
Agri Development, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.(Neg Conj)	10,00	6,00	709	136
Air Miles España, S.A. (5)	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,00	24,17	9	0
Akakus Oil Operations, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.à.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	135	0
Alsugas Gaviota, S.L. - en liquidación	España	Regasificación, almacenamiento y distribución de hidrocarburos naturales gaseosos. (sociedad inactiva y el proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Amulet Maritime Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Servicio de vetting de buques	I.G.	100,00	100,00	0	-
AR Oil & Gaz, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	49,01	49,01	-	-
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	100,00	96,67	0	0
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	100,00	85,98	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	27	9
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. (6)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	0	-
Benzirep-Vall, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	100,00	96,67	0	0
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	30,00	590	141
BPRy Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	30,00	30,00	139	1.009
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	(0)	0
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	96,67	53	8
Carbón Black Española, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	10	0
Carburants i Derivats, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,14	1	0
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	489	2
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.(Neg Conj)	39,00	19,50	7	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	95,00	91,84	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	100,00	99,19	6	0
CSIC Eurotek - Yugra	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	85,00	82,17	(0)	0
Dubai Marine Areas, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	1	0
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	4	12
Dynasol Altamira, S.A. de C.V.	México	Participación en la dirección, administración y operación de empresas de todo tipo. Proporcionar personal administrativo, técnico, contable y de oficinas en general, así como mano de obra calificada.	P.E. (Neg Conj)	100,00	50,00	1	0
Dynasol China, S.A. de C.V. (7)	México	Dirección de corporativos y Empresa no financiera.	P.E.(Neg Conj)	99,99	49,99	7	7
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	98	36
Dynasol Elastómeros, S.A.U. (26)	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	41	17
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V. (7)	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	-	-
Dynasol Gestión, S.L. (27)	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	46	14
Dynasol, Llc.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	2	2
Edwards Gas Services LLC (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	110	95
Energy Express S.L.U.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	92,08	(8)	1
Equion Energia Ltd. (7)(8)(12)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	49,00	49,00	499	0
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación de estaciones de servicio para la venta de carburantes	I.G.	96,00	92,80	2	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Venta al público de carburantes, combustibles y lubricantes, así como cualquier otro productos petrolíferos (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	96,67	0	0
FEHI Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.114	184
FEX GP Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Foreland Oil Ltd. (7)(8)(15)	Islas Virgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(111)	0
Fortuna Energy Holding Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	948	1.745
Fortuna Finance Corporation S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.088	936
Fortuna International (Barbados) Inc. (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.411	63
Fortuna International Petroleum Corporation (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	795	376
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. (7)(8)(15)	Islas Virgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	48	0
FUSI GP Llc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Gas Natural SDG, S.A. (9)	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	P.E.(Neg Conj)	30,15	30,15	18.020	1.001
Gas Natural West Africa S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	100,00	72,06	0	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Gaviota RE, S.A. (13)	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	14	14
General Química, S.A.U. (20)(28)	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	12	3
Gestão e Administração de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Gestión de Puntos de Venta GESPEVES, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	50	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off")	I.G.	100,00	100,00	24	5
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Guará, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	1.123	-
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	180	180
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	6	12
Inch Cape Offshore, Ltd. (21)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	51,00	51,00	(1)	2
Industrias Negromex, S.A. de C.V. (7)	México	Fabricación de hules sintéticos.	P.E. (Neg Conj)	99,99	49,99	96	64
Insa Altamira, S.A. de C.V. (7)	México	Suministro de personal permanente	P.E. (Neg Conj)	99,99	50,00	2	984
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd. (7)	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E. (Neg Conj)	50,00	24,99	14	17
Insa, Llc (7)	Estados Unidos	Comercialización de productos NBR de caucho	P.E. (Neg Conj)	100,00	50,00	5	9
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Desarrollo proyectos Nuevas Energías (sociedad inactiva)	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	0	10
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.(Neg Conj)	50,00	25,00	98	99
MC Alrep, Llc.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del Joint Venture	P.E.(Neg Conj)	100,00	49,01	0	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación	% de Participación	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
				de Control (2)	Total Grupo		
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.(Neg Conj)	33,36	33,36	-	-
New Santiago Pipelines AG (7) (8)	Suiza	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	20	0
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd (7)	China	Comercialización de productos de caucho	P.E.(Neg Conj)	50,00	25,00	-	-
Occidental de Colombia LLC (5)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	226	-
OJSC Eurotek	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	49,01	0	0
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A. (5)	Ecuador	Explotación y gestión de un oleoducto en Ecuador	P.E.	100,00	29,66	-	-
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	(258)	122
Oleum Insurance Company Ltd. (7) (8)	Barbados	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	423	3
Paladin Resources Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	35	5
Papua Petroleum (PNG) Ltd (7) (8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación).	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Papua Petroleum Pty Ltd (7) (8)	Australia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	2
Petrocarabobo, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	-	-
Petróleos del Norte, S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo.	I.G.	85,98	85,98	616	121
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	40,00	40,00	1.931	5
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	0	17
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	100,00	25,37	(1)	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	100,00	25,37	0	0
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad	P.E.(Neg Conj)	25,37	25,37	21	0
Quiquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	60,00	60,00	140	0
Red Sea Oil Corporation (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	47	61
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.	I.G.	82,39	82,39	298	355
Repsol Angola 22, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	98	109
Repsol Angola 35, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	69	88
Repsol Angola 37, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	106	106
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Facilitar la exploración y explotación de petróleo offshore en Trinidad y Tobago.	I.G.	100,00	100,00	(0)	11
Repsol Aruba, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	17
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.354	223
Repsol Bulgaria, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	17	33
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	240	59
Repsol Canadá Inversiones, S.A. (22)	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Capital, S.L.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	553	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Chile, S.A.	Chile	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	9.596	5.150
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,78	96,67	1.109	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	51,03	76	69
Repsol Directo, Lda	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,67	1	0
Repsol E & P Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	656	324
Repsol E & P Canada, Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol E & P Eurasia, LLC.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	-	-
Repsol E & P T & T Ltd.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	116	28
Repsol E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.490	-
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	118	-
Repsol Energy Resources Canada, Inc. (23)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	(4)	2
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(28)	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	2
Repsol Exploración Bougezhoul, S.A. (7)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	22
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	12
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	3
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	2
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	53	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	1	4
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	1
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	264	259
Repsol Exploración Kazakhstsky, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	8	0
Repsol Exploración Liberia, B.V. (10)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	2	62
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	298	8
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	237	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(3)	4
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	8	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	120	300
Repsol Exploración, S.A. (11)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.302	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	26
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	2	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	99,85	0	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
				Millones de Euros			
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	50	39
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	32	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2.688	293
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	481	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	58	2
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(8)	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	-
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Fabricación y comercialización de lubricantes, asfaltos y productos especiales derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	29	5
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	99,97	(64)	0
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	11	3
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural (sociedad inactiva)	P.E.	99,96	99,96	(0)	1
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, BV	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	30	0
Repsol Norge, AS (25)	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	49	0
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	16	14
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	(4)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	98,36	(15)	0
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	-
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	33	0
Repsol Perú, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	178	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.984	218
Repsol Polimeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	132	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	500	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(281)	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	24	-
Repsol Servicios Colombia, S.A. (24)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Sinope Brasil, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Con)	100,00	60,01	4.533	3.759
Repsol Sinope Brasil, S.A.	Brasil	Exploración y comercialización de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	60,01	60,01	6.703	4.819
Repsol St. John LNG, S.L.	España	Realización de todo tipo de estudios relacionados con hidrocarburos y todo tipo de	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Repsol Suroriental Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	334	0
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	2	3
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(14)	-
Repsol Trading, S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	47	0
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	8	8
Repsol USA Holdings Corporation (5)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.796	-
Repsol Venezuela Gas, S.A. (5)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	242	0
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	134	1
Rift Oil Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	32	8
Rigel Petroleum (NI) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(13)	0
Rigel Petroleum UK Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	25	2
Rock Solid Images US Group, Inc.(7)	Estados Unidos	Desarrollo de aplicaciones en el campo de la geofísica	P.E.	30,00	30,00	-	-
Saint John Gas Marketing Company	Estados Unidos	Apoyo y/o participación para realizar una inversión en una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Canadá	Desarrollo del proyecto de estudio de construcción de una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Saneco	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	49,01	81	0
Santiago Pipelines AG (7)(8)	Suiza	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	38	0
SC Repsol Baiocoi, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24	24
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	4
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	22
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	0
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial		50,00	49,29	18	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana de Armazenagem de Gas, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	4	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94,94	92,08	2	3
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	96,67	12	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman (Algeria) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	182	0
Talisman (Asia) Ltd (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Block K 39) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	166	0
Talisman (Block K 44) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(34)	0
Talisman (Block K 9) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	(5)	0
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	321	0
Talisman (Corridor) Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	979	39
Talisman (Jambi Merang) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	84	2
Talisman (Jambi) Ltd. (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación	% de Participación	Patrimonio Neto	Capital Social
				de Control (2)	Total Grupo	(3)	(3)
Talisman (Ogan Komerang) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	161	97
Talisman (Pasangkayu) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	14	41
Talisman (Sageri) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(57)	0
Talisman (Sumatra) Ltd. (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	19
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	352	436
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	57	49
Talisman Alberta Shale Partnership (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	956	964
Talisman Andaman B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	0
Talisman Australasia Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(43)	0
Talisman Banyumas B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Central Alberta Partnership (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Colombia B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	56	0
Talisman Colombia Holdco Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	471	665
Talisman East Jabung B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman East Tanjung B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Energy (Sahara) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	149	125
Talisman Energy Canada (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.800	5.389
Talisman Energy DL Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad en liquidación)	P.E.(Neg Con)	51,00	100,00	-	-
Talisman Energy Inc. (7)(8)(29)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	14.567	2.624
Talisman Energy Investments Norge AS (7)(8)	Noruega	Sociedad inactiva	I.G.	100,00	100,00	2	1
Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	3
Talisman Energy Kimu Beta Ltd. (7)(8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
Talisman Energy Niugini Ltd. (7)(8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(114)	0
Talisman Energy Norge AS (7)(8)	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación).	I.G.	100,00	100,00	387	1
Talisman Energy NS, Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad en liquidación)	P.E.(Neg Con)	51,00	100,00	-	-
Talisman Energy Services Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(13)	2
Talisman Energy Tangguh B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	173	125
Talisman Energy USA Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.178	1.644
Talisman Finance (UK) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Talisman Global Holdings B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	377	0
Talisman Holding International Sar.l (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Indonesia Ltd. (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman International (Barbados) Inc. (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.437	63
Talisman International Business Corporation (7)(8)	Barbados	Financiera (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman International Holdings B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.604	729
Talisman Java B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman K Holdings B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	115	0
Talisman Malaysia (PM3) Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	206	10
Talisman Malaysia Holdings Ltd. (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	410	0
Talisman Malaysia Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	410	0
Talisman Middle East B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(371)	0
Talisman Niugini Pty Ltd. (7)(8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(105)	0
Talisman North Jabung Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(6)	0
Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG (7)(8)	Suiza	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	54	0
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	100	27
Talisman Oil Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	236	89
Talisman Perpetual (Norway) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de cartera (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Peru B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(78)	0
Talisman Resources (Bahamas) Ltd. (7)(8)(14)	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(71)	11
Talisman Resources (North West Java) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	31	0
Talisman RTC Sdn.Bhd. (7)(8)	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(4)	6
Talisman Sadang B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sakakemang B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	0
Talisman Santiago AG (7)(8)	Suiza	Gestión capacidad de transporte en oleoducto	IG	100,00	100,00	14	0
Talisman SEA Pte. Ltd. (7)(8)	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	1
Talisman Sierra Leone B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sinopec Alpha Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(32)	-
Talisman Sinopec Beta Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(1)	-
Talisman Sinopec Energy UK Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	51,00	51,00	(1.781)	1.409
Talisman Sinopec LNS Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	6	5
Talisman Sinopec North Sea Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(432)	2
Talisman Sinopec Oil Trading Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(618)	-
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	-	-
Talisman Sinopec Transportation (UT) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	5	6
Talisman Sinopec Trustees (UK) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	-	-
Talisman SO AG (7)(8)	Suiza	Gestión capacidad de transporte en oleoducto	IG	100,00	100,00	31	0
Talisman South Mandar B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Sageri B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
Talisman Sumatra B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Transgindo Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7	24
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	45	0
Talisman UK Investments Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	I.G.	100,00	100,00	-	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación	% de Participación	Patrimonio Neto	Capital Social
				de Control (2)	Total Grupo	(3)	(3)
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Talisman Vietnam 07/03 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	56	0
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC (7)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	42
Talisman Vietnam 135-136 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26	0
Talisman Vietnam 146-147 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Talisman Vietnam 45 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	(0)
Talisman Vietnam 46-07 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Vietnam Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	0
Talisman West Bengara B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	-
Talisman Wild River Partnership (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Wriagar Overseas Ltd. (7)(8)(16)	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	279	0
TE Capital S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.512	7
TE Colombia Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	21	16
TE Finance S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.407	0
TE Global Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
TE Global Services Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	7	0
TE Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	4.827	1.572
TE NOK S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	1	0
TE Resources S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	3	0
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	32	4
TEGSI (UK) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Terminales Canarias, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	24	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Arrendamiento de activos logísticos en Portugal	I.G.	100,00	100,00	1	1
TLM Finance Corp (7)(8)	Canadá	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.397	2.853
TNO (Tafneftootdacha)	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	99,54	48,78	123	0
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	-	22
Transworld Petroleum (U.K.) (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(53)	1
Triad Oil Manitoba Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	5	0
Tucunaré Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	5	5
TV 05-2/10 Holding B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
TV 135-136 Holding B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	53	0
Via Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
Windplus, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	P.E.(Neg Conj)	20,60	19,70	6	0
YPFB Andina, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	48,33	48,33	1.256	179
YPFB Transierra, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	P.E.	44,50	21,51	325	73
504744 Alberta Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(7)	0
7308051 Canada Ltd (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	166	245
8441251 Canada Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	10
8441316 Canada Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(30)	-
8787352 Canada Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
8787387 Canada Ltd (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2014), elaborados de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

(4) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articuladas a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

Estas participaciones son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

(5) Datos correspondientes a Cuentas Anuales Consolidadas.

(6) Datos correspondientes a Cuentas Anuales formuladas el 31 de marzo de 2015.

(7) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2015.

(8) Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4).

(9) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(10) Esta sociedad cuenta con una sucursal domiciliada en Liberia.

(11) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

(12) Esta *joint venture* posee una filial con residencia fiscal en las Islas Caimán.

(13) Esta sociedad posee participaciones minoritarias en las mutuas de reaseguro Oil Casualty Insurance, Ltd (1,86%) y Oil Insurance, Ltd (5,86%), domiciliadas en Bermudas.

(14) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.

(15) Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Vírgenes Británicas, están domiciliadas fiscalmente en Reino Unido.

(16) Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Vírgenes Británicas, está domiciliada fiscalmente en Países Bajos.

(17) Esta sociedad es la matriz de FEX L.P., domiciliada en Estados Unidos.

(18) Esta sociedad es la matriz de Fortuna (US) L.P., domiciliada en Estados Unidos.

(19) Esta sociedad es la matriz de Talisman Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.

(20) Anteriormente consolidada por el método de Integración Global

(21) Anteriormente consolidada por el método de Puesta en Equivalencia.

(22) Anteriormente denominada Repsol Exploración Nicaragua, S.A.

(23) Anteriormente denominada TAPBC Acquisition, Inc.

(24) Anteriormente denominada Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A.

(25) Anteriormente denominada Repsol Exploration Norge, AS.

(26) Anteriormente denominada Dynasol Elastómeros, S.A.

(27) Anteriormente denominada Dynasol Gestión, S.A.

(28) Anteriormente denominada General Química, S.A.

(29) Sociedades que cambian su denominación el 1 de enero de 2016 (ver Nota 32).

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.15			31.12.14		
					Método de Consolidación ⁽¹⁾	% de Participación de Control ⁽²⁾	% de Participación Total Grupo	Método de Consolidación ⁽¹⁾	% de Participación de Control ⁽²⁾	% de Participación Total Grupo
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	febrero-15	I.G.	94,94%	92,08%	I.G.	90,00%	87,20%
Enrepsa Gas, Limited	Arabia Saudí	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	marzo-15	--	--	--	P.E.	30,00%	30,00%
Perú Hunt Pipeline Development Company, Llc. (1)	Estados Unidos	Repsol Exploración Perú, S.A.	Liquidación	abril-15	--	--	--	P.E.	44,70%	44,70%
Repsol Chile, S.A.	Chile	Repsol, S.A.	Aumento participación	abril-15	I.G.	100,00%	100,00%	I.G.	99,99%	99,99%
Amakel Maritime Limited (4)	Reino Unido	TKOSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Edwards Gas Services LLC(4)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	50,00%	50,00%	--	--	--
Equion Energia Limited(4)	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	49,00%	49,00%	--	--	--
FEH Holding S.a.r.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FEX GP Inc. (4)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FEX LP (4)	Estados Unidos	FEX GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Foreland Oil Limited (4)	Islas Vírgenes Británicas	Rift Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna (US) L.P. (4)	Estados Unidos	FUSI GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Energy Holding Inc. (4)	Estados Unidos	FEH Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Finance Corporation S.a.r.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna International (Barbados) Inc. (4)	Barbados	Talisman International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna International Petroleum Corporation (4)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Resources (Sunda) Limited (4)	Islas Vírgenes Británicas	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FUSI GP Inc. (4)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Honner Limited (4)(6)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
New Santiago Pipelines AG(4)	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Okum Insurance Company Limited (4)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Paladin Resources Limited (4)	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Papua Petroleum (PNG) Ltd (4)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Papua Petroleum Pty Ltd (4)	Australia	Talisman Niugini Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Red Sea Oil Corporation (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Rift Oil Limited (4)	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Rigel Petroleum (NJ) Limited (4)	Irlanda del Norte	Rigel Petroleum UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	51,00%	51,00%	--	--	--
Rigel Petroleum UK Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	100,00%	100,00%	--	--	--
Rowell Limited (4)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Santiago Pipelines AG(4)	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Algeria) B.V.(4)	Países Bajos	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Asia) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 39) B.V. (4)	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 44) B.V. (4)	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 9) B.V. (4)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Corridor) Ltd. (4)	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Jambi Merang) Limited (4)	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Jambi) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Ogan Komering) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Pesanggrayan) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Sagar) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Sumatra) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 15-2011) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Alberta Shale Partnership (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Andaman B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Australasia Pty Ltd (4)	Australia	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Banyuwang B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Central Alberta Partnership (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Colombia B.V. (4)	Países Bajos	TE Colombia Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Colombia Holdco Limited (4)	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman East Jabung B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman East Tanjung B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy (Sahara) B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Canada (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy DL Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Energy Inc. (4)	Canadá	N/A	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Investments Norge AS (4)	Noruega	Talisman Perpetual (Norway) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Kinu Alpha Pty Ltd (4)	Australia	Talisman Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Kinu Beta Ltd (4)	Papua Nueva Guinea	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Niugini Limited (4)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Norge AS (4)	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy NS Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Energy Poland B.V. (4)	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Services Inc. (4)	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Tangguh B.V. (4)	Países Bajos	Talisman Energy (Saham) B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy USA Inc. (4)	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Finance (UK) Limited (4)	Reino Unido	TKOSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Global Holdings B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Groundbich Partnership (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Holding International S.a.r.l. (4)	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Indonesia Ltd (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International (Barbados) Inc (4)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Business Corporation (4)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Holdings B.V. (4)	Países Bajos	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Holdings B.V. SCS (4)	Luxemburgo	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Java B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman K Holdings B.V. (4)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia (PM3) Limited (4)	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia Holdings Limited (4)	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia Limited (4)	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Middle East B.V. (4)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Niugini Pty Ltd (4)	Papua Nueva Guinea	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman North Jabung Ltd (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG(4)	Suiza	Talisman Colombia B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited (4)	Australia	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Oil Limited (4)	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Perpetual (Norway) Limited (4)	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Peru B.V. (4)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Petroleum Norge AS (4)	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (Bahamas) Limited (4)	Bahamas	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (JPD 06-105) Pty Limited (4)	Australia	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (North West Java) Limited (4)	Reino Unido	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources Norge AS (4)	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman RTC Sdn Bhd. (4)	Malasia	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.15			31.12.14		
					Método de Consolidación (1)	% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Método de Consolidación (1)	% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo
Talisman RTC Sdn Bhd. (4)	Malasia	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sadang B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sakakemang B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sarigata AG (4)	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman SEA Pte. Ltd. (4)	Singapur	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sierra Leone B.V. (4)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Alpha Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Beta Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Energy UK Limited (4)	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	51,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec LNS Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec North Sea Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Oil Trading Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Transportation (UT) Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Trustees (UK) Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman SO AG (4)	Suiza	Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman South Mandar B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman South Sageri B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sumatra B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Transgasindo Ltd. (4)	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman UK (South East Sumatra) Limited (4)	Reino Unido	Padalin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman UK Investments Limited (4)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. (4)	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 07/03 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC (4)	Estados Unidos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 135-136 B.V. (4)	Países Bajos	TV 135-136 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 146-147 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 45 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 46-07 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam Limited (4)	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman West Bengara B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Wild River Partnership (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Wiragar Overseas Limited (4)	Islas Vírgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Capital S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Colombia Holding S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Finance S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Global Holding S.ar.l. (4)	Luxemburgo	Talisman Holding International S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Global Services Inc. (4)	Estados Unidos	Talisman Energy Services Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Holding S.ar.l. (4)	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE NOK S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Resources S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TECSI (UK) Limited (4)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TLM Finance Corp (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Transworld Petroleum (U.K.) (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Triad Oil Manitoba Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TV 05-2/10 Holding B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TV 135-136 Holding B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
50474 Alberta Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Canada	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
7308051 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8441251 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8441316 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8787352 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8787387 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Repsol Internación Capital, Ltd. (7)	Islas Caimán	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	julio-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Mediación Agente de Seguros Vinculado, S.L.U. (5)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
Euro-24, S.L. (5)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
San Andrés Park, S.L. (5)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
Repsol Exploración Bougehezel, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	agosto-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	50,00%	--	--	--
Nearby Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	25,00%	--	--	--
Rock Solid Images US Group, Inc.	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corporation	Adquisición	agosto-15	P.E.	30,00%	30,00%	--	--	--
Honner Limited (6)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty, Ltd.	Liquidación	agosto-15	--	--	--	--	--	--
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol Capital, S.L.	Liquidación	septiembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	--	P.E.	10,00%	10,00%
CLH Aviación, S.A.	España	Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	--	P.E.	100,00%	10,00%
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	100,00%	24,71%
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	100,00%	24,71%
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	25,37%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	24,71%	24,71%
Dynasol China, S.A. de C.V. (6)	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	49,99%	--	--	--
Insa, Llc. (6)	Estados Unidos	Dynasol Gestión, S.L.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	50,00%	--	--	--
Insa Altamira, S.A. de C.V. (6)	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	50,00%	--	--	--
Insa, (GPRO) (6)	Estados Unidos	Dynasol China, S.A. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	24,99%	--	--	--
Industrias Negromex S.A. de C.V. (6)	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	49,99%	--	--	--
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.L.	Alta en el perímetro de consolidación	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	25,00%	--	--	--
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	20,60%	19,70%	P.E.(Neg Conj)	91,28%	22,56%
General Química, S.A.U.	España	Dynasol Gestión, S.L.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	50,00%	I.G.	100,00%	100,00%
Cogeneración Gequsa	España	General Química, S.A.U.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	39,00%	19,50%	P.E.	39,00%	39,00%
Repsol Overzee Financiën, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	noviembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Zhanbay, Lp.	Kazajistán	Repsol Exploración Kazajistán, S.A.	Liquidación	noviembre-15	--	--	--	P.E.	25,00%	25,00%
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Repsol Perú, B.V.	Aumento participación	noviembre-15	I.G.	82,39%	82,39%	I.G.	51,03%	51,03%
Repsol Investeringer, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Gas Natural SDG S.A.	España	Repsol, S.A.	Aumento participación	diciembre-15	P.E.(Neg Conj)	30,15%	30,15%	P.E.(Neg Conj)	30,00%	30,00%
Rowell, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Petroleum Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Resources Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Energy Poland B.V.	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

(3) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd., sociedad domiciliada en las Islas Caimán.

Estas tres sociedades han sido dadas de baja del Grupo Repsol.

(4) Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4).

(5) Sociedades absorbidas por Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

(6) Sociedades correspondientes a la alianza con el Grupo KUO (ver Nota 8).

(7) En línea con la política de gestión activa para reducir la presencia en territorios calificados como paraísos fiscales, esta sociedad ha sido liquidada con fecha 23 de julio de 2015.

Las participaciones preferentes emitidas por esta sociedad en los ejercicios 1997 y 2002 ya habían sido recompradas en los ejercicios 2011 y 2013.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.14			31.12.13		
					Método de Consolidación ⁽¹⁾	% de Participación Control ⁽²⁾	% de Participación Patrimonial	Método de Consolidación ⁽¹⁾	% de Participación Control ⁽²⁾	% de Participación Patrimonial
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	ene-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Kuossil Agrícola S.A.P.I. de C.V.	México	Kuossil S.A.P.I. de C.V.	Enajenación	ene-14	-	-	-	(4)	100%	50,00%
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	feb-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Empresa Petrolera Masius Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	feb-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Perú	Repsol Trading, S.A.	Constitución	mar-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) ⁽³⁾	Perú	Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd.	Enajenación	mar-14	-	-	-	P.E.	22,38%	10,00%
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Repsol Trading, S.A.	Liquidación	abr-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	may-14	-	-	-	(4)	46,81%	46,81%
Alsugas Gaviota, S.L.	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Adquisición	may-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol St. John LNG, S.L.	España	Repsol LNG Holdings, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Trading Singapore Pte. Ltd.	Singapur	Repsol Trading, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	jun-14	-	-	-	(4)	20,02%	20,02%
Tocado International B.V.	Holanda	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Enajenación	jul-14	-	-	-	P.E.	20,34%	20,34%
YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Disminución participación	ago-14	P.E. (Neg. Conj)	48,33%	48,33%	(4)	48,92%	48,92%
ibik Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	ibik, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Absorción	sep-14	-	-	-	(4)	100%	50,00%
Saint John Gas Marketing Company	EEUU	Repsol St. John LNG S.L.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Gabón	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Canadá	Repsol St. John LNG S.L.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Disminución participación	sep-14	P.E.	25,00%	24,16%	P.E.	26,67%	25,78%
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	oct-14	-	-	-	I.G.	100%	96,67%
Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	oct-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Nicaragua, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	nov-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Calio Holdings, Llc.	EEUU	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Liquidación	dic-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	dic-14	I.G.	90,00%	87,20%	P.E.	45,00%	43,69%
Neol Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Enajenación	dic-14	-	-	-	(4)	50,00%	50,00%
TAPAC Acquisition, Inc.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	dic-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Windplus, S.A.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	dic-14	P.E.(Neg Conj)	91,28%	22,56%	(4)	70,62%	23,73%
Príncipe Power, Inc.	EEUU	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Disminución participación	dic-14	P.E.(Neg Conj)	24,71%	24,71%	(4)	33,61%	33,61%
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Brasil	Repsol Lubrificantes e Especialidades, S.A.	Constitución	dic-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Sociedades del Grupo Gas Natural (varias) ⁽⁵⁾		Gas Natural SDG, S.A.								

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

(3) Sociedad del perímetro de la operación de venta de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4).

(4) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articuladas a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándar, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. Estas participaciones son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

(5) En el ejercicio 2014 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa (ver Nota 9) se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades (véase las Cuentas Anuales Consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2014).

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	30,00%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	25,00%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	20,00%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
Bloque 405a	35,00%	Pertamina	Producción
Boughezoul	51,00%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y producción
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Aruba			
Bloque Aruba offshore	35,00%	Repsol	Exploración
Australia			
Bloque WA48	45,00%	BHP BP	Exploración
AC/L 5	33,33%	Woodside Energy Ltd	Producción
JPDA 06-105 PSC	25,00%	Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Producción
WA-18-L	100,00%	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Ltd	Producción
Bolivia			
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
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol Canada Ltd.	Regasificación de LNG
Groundbirch ⁽²⁾	37,59%	Shell	Producción
Edson ⁽²⁾	66,67%	Talisman	Producción
Edson ⁽²⁾	50,00%	Talisman	Producción
Fir ⁽²⁾	25,00%	Delphi	Producción
Nunavut ⁽²⁾	75,00%	Shell	Exploración ⁽³⁾
NW Territories ⁽²⁾	25,00%	BP	Exploración ⁽³⁾
NW Territories ⁽²⁾	7,00%	Suncor	Exploración ⁽³⁾
Pine Creek ⁽²⁾	10,42%	Apache	Producción
Quebec ⁽²⁾	75,00%	Talisman	Exploración ⁽³⁾
Colombia			
Catleya	50,00%	Ecopetrol S.A.	Abandono
El Portón	25,00%	Cepsa Colombia S.A.	Exploración
Guajira Off-1	30,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A. (Sucursal)	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Hocol S.A.	Exploración
Nisocota	30,00%	Equion Energía, Ltd.	Exploración
Tayrona	20,00%	PETROBRAS	Exploración
CAG -5	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CAG-6	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
COL-4	33,34%	Repsol	Exploración
CPE-6	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CPE-8	50,00%	Talisman Colombia Oil & Gas Ltd	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol S.A.	Exploración y Producción
CPO-12	30,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT -9	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT-30	50,00%	Talisman Colombia Oil & Gas Ltd	Exploración
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador	Exploración y Producción
Estados Unidos			
Alaska	55,00%	Repsol	Exploración
Alaska	25,00%	Armstrong	Exploración
Caton-Elmira ⁽²⁾	49,25%	Swepi/TLM	Producción
Chaffee Corners ⁽²⁾	67,03%	Talisman	Producción
EagleFord ⁽²⁾	37,00%	Statoil	Producción
Black Pearl	25,00%	Marathon	Exploración
Buckskin	12,50%	Chevron	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Key Largo	40,00%	Marathon	Exploración
Leon	60,00%	Repsol	Exploración
Shenzi	28,00%	BHPBilliton	Desarrollo
Iowa	75,00%	Repsol Louisiana Corporation	Exploración
MidContinent	1,45%	American Energy - Woodford	Desarrollo
MidContinent	4,46%	Atlas Resource Partners, LP	Desarrollo
MidContinent	2,51%	Chaparral Energy, LLC	Desarrollo
MidContinent	2,58%	Chesapeake Operating Inc	Desarrollo
MidContinent	5,02%	Cisco Operating LLC	Desarrollo
MidContinent	0,59%	Comanche Exploration	Desarrollo
MidContinent	6,38%	Cummings Oil Company	Desarrollo
MidContinent	1,76%	D&J Oil Company Inc	Desarrollo
MidContinent	4,04%	Dakota Exploration	Desarrollo
MidContinent	0,19%	Devon Energy Production Co	Desarrollo
MidContinent	3,05%	Eagle Exploration	Desarrollo
MidContinent	5,92%	Empire Petroleum Partners LLC	Desarrollo
MidContinent	1,05%	Enervest Operating	Desarrollo
MidContinent	6,26%	K3 Oil & Gas	Desarrollo
MidContinent	2,31%	Midstates Petroleum Company LLC	Desarrollo
MidContinent	3,52%	Petroquest Energy LLC	Desarrollo
MidContinent	2,03%	Primex Operation Corp	Desarrollo
MidContinent	2,96%	Range Resources Corp	Desarrollo
MidContinent	3,22%	Redfork C/O Trey Resources	Desarrollo
MidContinent	12,81%	Sandridge Holdings Inc	Desarrollo
MidContinent	3,95%	Sk Plymouth Exploration, LLC	Desarrollo
MidContinent	0,04%	Triad Energy	Desarrollo
MidContinent	0,07%	Wicklund Petroleum Corporation	Desarrollo
Tiger	12,50%	Chevron USA Inc.	Exploración
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana Bigienzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón	61,95%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca	67,35%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	84,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo	75,07%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Montanazo Concesión	72,44%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo	69,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo Concesión	65,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Guyana			
Kanuku	40,00%	Repsol Exploracion Guyana S.A.	Exploración
Indonesia			
Andaman III PSC	100,00%	Talisman Andaman B.V.	Exploración
Corridor PSC	36,00%	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
East Jabung PSC	51,00%	Talisman East Jabung B.V.	Exploración
Jambi Merang PSC	25,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Jambi Merang	Producción
Ogan Komering PSC	50,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Ogan Komering	Producción
Sakakemang PSC	90,00%	Talisman Sakakemang B.V.	Exploración
Seram PSC	45,00%	Black Gold Seram LLC	Exploración y Producción
Tanggah LNG Project ⁽⁴⁾	3,06%	BP Berau Ltd.	Producción
Iran			
Bloque Mehr	33,00%	OMV Onshore Exploration GmbH	Exploración
Irlanda			
Dunquin FEL	25,00%	Exxon Mobil	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Area 137	50,00%	Suncor	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 (Capex)	20,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
EPSA IV NC115 (Opex)	5,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Capex)	16,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Opex)	3,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Paek 3	35,00%	GdF	Exploración y Producción
Malasia			
PM3 CAA PSC	41,44%	Talisman Malaysia Ltd	Desarrollo y Producción
PM 305 PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Producción
PM 314 PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Producción
SB 309 PSC	70,00%	Talisman Malaysia Ltd	Exploración
SB 310 PSC	70,00%	Talisman Malaysia Ltd	Exploración
SB1 Kinabalu Oil PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Desarrollo y Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Marruecos			
Tánger Larrache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Nicaragua			
Isabel	20,00%	Noble Energy Nicaragua Ltd	Exploración
Tyra	20,00%	Noble Energy Nicaragua Ltd	Exploración
Noruega			
Licencia 019B	61,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 019C	15,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 025	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 025B	15,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 038	65,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038C	70,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038D	40,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038E	65,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 052	27,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 053B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055D	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 143BS	100,00%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 148	10,00%	Lundin Norway AS	Producción
Licencia 185	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 187	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 316	60,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 316B	60,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 378	17,50%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 378C	17,50%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 528	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 528B	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 531	20,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 541	35,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 557	40,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 557 B	40,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 589	30,00%	Wintershall Norge AS	Exploración
Licencia 628	20,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 640	100,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 642	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 644	20,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 656	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 658	50,00%	Dong E&P AS	Exploración
Licencia 672	25,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 692	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 704	30,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 705	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 711	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 721	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 750	40,00%	Tullow Oil Norge AS	Exploración
Licencia 763	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 801	50,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 802	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
Licencia N° 8	22,29%	Oil Search Ltd	Exploración
Licencia N° 10	40,00%	Talisman Niugini Pty Ltd	Desarrollo
Licencia N° 21	32,50%	Horizon Oil (Papua) Ltd	Exploración
Licencia N° 28	30,00%	Eaglewood Energy (BVI) Ltd 40%	Exploración
Licencia N° 38	25,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia N° 235	60,00%	Foreland Oil Ltd	Exploración
Licencia N° 239	55,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia N° 261	30,00%	Foreland Oil Ltd	Exploración
Licencia N° 269	50,00%	Talisman Niugini Pty Ltd	Exploración
Licencia N° 287	50,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia N° 426	60,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Perú			
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Producción
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración, Desarrollo y Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Exploration and Production Company of Perú L.L.C	Exploración
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Exploración y Producción
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Abandono
Lote 101	70,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Abandono
Lote 103	100,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Abandono
Lote 134	55,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Abandono
Lote 158	55,00%	Ecopetrol del Perú, S.A.	Abandono

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Portugal			
Amejoa	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camação	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Caranguejo	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Sapateira	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Región del Kurdistan iraquí			
Kurdamir Bloque	40,00%	Talisman (Bloque K44) BV	Desarrollo
Piramagrum	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistan)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistan)	Exploración
Topkhana Bloque	60,00%	Talisman (Bloque K39) BV	Exploración
Rumanía			
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
6500 Baicoi Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko	Exploración
Trinidad y Tobago			
Bloque TSP	70,00%	Repsol E&P T&T, Ltd	Exploración y Producción
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Bloque 23 B	40,00%	BHP Billiton Petroleum	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas, S.A.	Exploración y Producción
Vietnam			
Bloque 05-2/10 PSC	40,00%	Talisman Vietnam 05-2/10 B.V.	Exploración
Bloque 07/03 PSC	55,00%	Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Desarrollo
Bloque 133-134 BCC	49,00%	Talisman (Vietnam 133-134) Ltd.	Exploración
Bloque 135-136 PSC	40,00%	Talisman Vietnam 135-136 B.V.	Exploración
Bloque 146-147 PSC	80,00%	Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Exploración
Bloque 15/2-01 PC	60,00%	Thang Long Joint Operating Company (TLJOC)	Producción
Bloque 46 CN PSC	33,15%	Talisman Vietnam Ltd	Producción
Bloque 156-159 PSC	100,00%	Vung May 156-159, B.V.	Exploración

Las operaciones conjuntas correspondientes al negocio conjunto Repsol Sinopec Brasil, S.A. (ver Nota 8) son las siguientes:

Brasil			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33 (539)	35,00%	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Exploración
BMES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BMS-50 (623)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51 (619)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Abandono
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas

(1) Corresponde a la participación que tiene la sociedad o sociedades propietarias sobre la operación.

(2) Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de operación conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). La tabla presenta aquellos acuerdos significativos en los que Repsol participa en una superficie superior a las 2.000 hectáreas netas.

(3) Las operaciones sobre el dominio minero correspondientes a estas áreas se encuentran suspendidas como consecuencia de restricciones gubernamentales o por la localización remota de los a Actualmente no existen obligaciones de trabajo sobre estas tierras.

(4) Talisman posee un 42,4% de participación en Wiriagar, uno de los tres contratos de producción compartida (PSC) del Tangguh Project. Talisman posee un 3,06% de Tangguh LNG project.

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2014

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y Producción
Aruba			
Aruba offshore block	35,00%	Repsol Aruba, B.V.	Exploración
Australia			
Bloque WA48	55,00%	BHP BP	Exploración
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Exploración y Producción
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Exploración y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	TOTAL	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cravo Norte (4)	22,50%	OXYCOL	Producción
Cosecha (4)	70,00%	OXYCOL	Producción
Chipirón (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Rondón (4)	25,00%	OXYCOL	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
RC11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
COL-4	34,34%	Repsol	Exploración
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
EE.UU.			
Midcontinent	13,44%	Sandridge	Desarrollo
Midcontinent	6,38%	Cummings Oil	Desarrollo
Midcontinent	5,92%	Empire	Desarrollo
Midcontinent	4,75%	Veritas Energy	Desarrollo
Midcontinent	4,69%	PetroQuest	Desarrollo
Midcontinent	4,43%	Chesapeake	Desarrollo
Midcontinent	4,00%	Coffeyville Resources	Desarrollo
Midcontinent	3,80%	Fairway Resources	Desarrollo

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Midcontinent	3,56%	Red Fork	Desarrollo
Midcontinent	3,32%	Eagle Exploration	Desarrollo
Midcontinent	3,22%	Plymouth	Desarrollo
Midcontinent	2,96%	Range Resources	Desarrollo
Midcontinent	2,37%	Chaparral	Desarrollo
Midcontinent	2,20%	Atlas Resource	Desarrollo
Midcontinent	2,03%	Primexx	Desarrollo
Midcontinent	1,76%	D & J Oil	Desarrollo
Midcontinent	1,30%	HighMount	Desarrollo
Midcontinent	1,29%	Enervest Operating	Desarrollo
Midcontinent	1,03%	Midstates	Desarrollo
Midcontinent	0,70%	Devon	Desarrollo
Midcontinent	0,60%	Comanche	Desarrollo
Midcontinent	0,08%	Equal Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,07%	Wicklund	Desarrollo
Midcontinent	0,04%	Triad Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,01%	Cisco	Desarrollo
Alaska	70,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Shenzi GOM	28,00%	BHPBilliton	Desarrollo
Buckskin GOM	12,50%	Chevron	Exploración
Key Largo	40,00%	Marathon	Exploración
Leon	60,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Tiger	12,50%	Chervron USA Inc.	Exploración
Iowa	75,00%	Repsol Louisina Corporation	Exploración
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón	62,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca	67,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Casablanca Unit	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	84,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo Concesión	65,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Piramağrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache (5)	48,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Nicaragua			
Tyra	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Isabel	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Noruega			
Licencia PL528	6,00%	Centrica	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL628	20,00%	Statoil	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Rurhgás	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Rurhgás	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL750	40,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL763	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Abandono
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameijoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumanía			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Baicoi 6000	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y Producción

NOTA: No incluye las operaciones conjuntas gestionadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa. Esta información puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

(2) Operaciones conjuntas gestionadas a través de YPF Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,33%.

(3) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

(4) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES (NIIF-UE) Y MODELO DE REPORTING

La reconciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es la siguiente:

	Resultados de 2015 y 2014											
	AJUSTES											
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultado No Recurrente		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Resultado de explotación	1.806	2.421	434	(733)	(3.984)	(663)	(696)	(947)	(4.246)	(2.343)	(2.440)	78
Resultado financiero	233	(273)	44	(50)	173	475	-	-	217	425	450	152
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	469	467	(563)	376	-	49	-	-	(563)	425	(94)	892
Resultado antes de impuestos	2.508	2.615	(85)	(407)	(3.811)	(139)	(696)	(947)	(4.592)	(1.493)	(2.084)	1.122
Impuesto sobre beneficios	(562)	(886)	85	407	1.182	52	194	281	1.461	740	899	(146)
Rdo del ejercicio precedente de op. continuadas	1.946	1.729	-	-	(2.629)	(87)	(502)	(666)	(3.131)	(753)	(1.185)	976
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(86)	(22)	-	-	1	1	43	60	44	61	(42)	39
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.860	1.707	-	-	(2.628)	(86)	(459)	(606)	(3.087)	(692)	(1.227)	1.015
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	597
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.860	1.707	-	-	(2.628)	(86)	(459)	(606)	(3.087)	(692)	(1.227)	1.612

La reconciliación de otras magnitudes presentadas en la Nota 5.3 y 5.4 con aquellas NIIF-UE a 31 de diciembre de 2015 y 2014, son las que se presentan a continuación:

Magnitudes de Balance

<i>Segmentos</i>	Millones de euros					
	Activos no corrientes		Inversiones netas de explotación ⁽²⁾		Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Magnitudes Ajustadas ⁽¹⁾	44.485	28.983	11.860	3.425	5.322	4.873
Upstream	(6.695)	(5.128)	(1.252)	(1.081)	5.129	6.150
Downstream	(24)	(156)	(13)	(12)	1.307	80
Corporación	(3)	(9)	-	-	-	7
MAGNITUDES NIIF-UE	37.763	23.690	10.595	2.332	11.758	11.110

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “*Información por segmentos*”.

⁽²⁾ Incluye las inversiones devengadas en el periodo netas de desinversiones, pero no incluye inversiones netas en “*Otros activos financieros*”.

Magnitudes de la Cuenta de Resultados

<i>Segmentos</i>	Millones de euros									
	Importe neto de la cifra de negocios ⁽²⁾		Dotación a la amortización del inmovilizado		Ingresos / (gastos) por deterioros		Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación		Impuesto sobre beneficios	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Magnitudes Ajustadas ⁽¹⁾	41.460	47.660	(3.653)	(2.326)	(4.153)	(637)	469	516	814	(553)
Upstream	(1.629)	(1.748)	659	522	384	-	(566)	377	84	406
Downstream	(92)	(68)	6	7	29	-	3	2	1	1
Corporación	(2)	(2)	-	1	-	-	-	(3)	-	-
MAGNITUDES NIIF-UE	39.737	45.842	(2.988)	(1.796)	(3.740)	(637)	(94)	892	899	(146)

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “*Información por segmentos*”.

⁽²⁾ El importe neto de la cifra de negocios (NIIF-UE) corresponde a la suma de los epígrafes de “*Ventas*” e “*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*” de la cuenta de pérdidas y ganancias. Su apertura por segmentos es la siguiente:

A continuación se incorpora mayor desglose del Importe neto de la cifra de negocio por segmento:

<i>Segmentos</i>	Millones de euros					
	Importe neto de la cifra de negocios procedente de clientes		Importe neto de la cifra de negocios entre segmentos		Total importe neto de la cifra de negocios	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Upstream	3.683	2.950	1.098	1.332	4.781	4.282
Downstream	37.751	44.685	12	36	37.763	44.721
Corporación	25	25	96	6	121	31
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	1	-	(1.206)	(1.374)	(1.205)	(1.374)
TOTAL	41.460	47.660	-	-	41.460	47.660

ANEXO IV: MARCO REGULATORIO

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

España

Legislación básica

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 ulteriores.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

El 5 de junio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC") que se constituye como un "macro-organismo" que asume las funciones específicas de supervisión y control de los mercados regulados supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales, entre ellas la Comisión Nacional de Energía. Integra igualmente a la Comisión Nacional de la Competencia.

Régimen de control de concentraciones en el sector de la energía

La citada Ley 3/2013 modificó sustancialmente el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, contenido hasta ahora en la conocida como función pública 14ª de la CNE ("Función 14"), que se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La Ley diseña un régimen de control *ex post* en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al Minetur, bien mediante la potestad del Minetur de imponer condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Es una novedad de este nuevo control su extensión al sector de los hidrocarburos líquidos, adicionalmente a los sectores ya sujetos con anterioridad, eléctrico y gasista. Por lo que respecta al sector de los hidrocarburos líquidos se incluyen aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Son objeto de control tanto las operaciones activas, en las que el sujeto activo de la operación (o adquirente) es una empresa regulada o asimilada de los anteriores sectores energéticos, siempre que la operación tenga un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de las actividades de la sociedad que comunica la operación; como las operaciones pasivas, que tienen por objeto a empresas energéticas reguladas o asimiladas, o activos regulados o asimilados, siempre que dicha operación conceda una "influencia significativa" en la gestión de la sociedad.

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

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda. Por su parte se entiende por operador principal, a aquel que

disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador dominante supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico.

Por lo que respecta a los operadores principales, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran tal condición o la presencia en sus consejos de administración; en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que un operador principal no podrá designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal en el mismo mercado o sector.

Exploración y producción de hidrocarburos

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.

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

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

El 21 de mayo de 2015 entra en vigor la Ley 8/2015 por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Ésta impulsa la forma de extracción “no convencional” o “fracking”, contemplando un régimen de incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en las que se desarrollen dichas actividades, así como un régimen de participación de los propietarios de suelo en los resultados de la actividad extractiva.

La citada Ley 8/2015 introduce las siguientes medidas tributarias y no tributarias:

- Se crea un nuevo Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y cuyo tipo varía entre el 1% y el 8% sobre el valor de la producción anual.
- Se añaden dos tarifas al actual canon de superficie, aplicables a partir del 23 de mayo de 2015: la tarifa tercera, que grava la perforación de sondeos y la tarifa cuarta, que grava la adquisición de datos sísmicos.
- A partir de 2016 se establecen pagos a los propietarios de los terrenos subyacentes, por el cual, los titulares de concesiones de explotación de yacimientos otorgadas a partir del 23 de mayo de 2015, deberán abonar a los propietarios de los terrenos una cantidad anual equivalente al 1% del valor de los hidrocarburos extraídos.

Régimen de realización de actividades

Algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, modifica la Ley 34/1998, implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las

actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad.

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.

Ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. La suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no puede exceder del 45%.

Productos petrolíferos

Adicionalmente la Ley 11/2013 de 26 de julio de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, introduce una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos con la intención de incrementar la competencia efectiva en el sector.

En el ámbito minorista, la Ley 11/2013 introduce determinadas modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, en tales contratos se limita su duración de 5 a 1 año, con la posibilidad de su prórroga automática por otro año únicamente sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres años. Igualmente prohíbe cláusulas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

Adicionalmente, la Ley 11/2013 establece varias limitaciones al incremento de instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales, superiores al 30%. La Ley 8/2015 determina que dicha cuota de mercado provincial se medirá a partir de 2016 no ya por puntos de venta sino en función de las ventas anuales del ejercicio anterior.

Esta última norma legal habilita al Gobierno para que transcurridos tres años revise el porcentaje de limitación o en su caso suprima la restricción, si así lo permitiese la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector.

Finalmente, la Ley 8/2015 permite a los titulares de instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que no pertenezcan a la red de distribución de un operador mayorista (red blanca sin contratos en exclusiva), informar del origen del combustible que comercializan publicitando el operador mayorista al que adquieren el combustible (artículo 43.5). Asimismo, a partir de la entrada en vigor de la Ley, los distribuidores al por menor de productos petrolíferos podrán suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales (artículo 43.1).

GLP

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 capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado; por su parte, el RDL 8/2014 de 4 de julio, y con posterioridad la Ley 18/2014 de 15 de octubre, han liberalizado los envases de más de 8 kgs. y menos 20 kgs., cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, medida que discrimina a unos operadores frente a otros, en función de la tara de los envases

comercializados y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos, adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas respectivas del coste de la materia prima no se extiende, sin embargo, a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Adicionalmente el RDL 8/2014 y, con posterioridad, la Ley 18/2014, consolidan el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kilos quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares e insulares, obligación cuyo incumplimiento constituye una infracción muy grave. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determinará por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno podrá revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla

Por lo que respecta al GLP a granel:

- el comercializador al por menor del GLP a granel no canalizado queda obligado a atender a todos los consumidores que lo soliciten en la provincia en la que el comercializador ya está actuando.
- el comercializador al por menor del GLP a granel canalizado queda obligado a atender a las peticiones de suministro dentro del área correspondiente a sus respectivas redes.

La Ley 8/2015, traslada a los usuarios la obligación de realizar la inspección de las instalaciones receptoras del GLP (artículo 74.1 p), sin embargo, hace responsables subsidiarios de dicha obligación a los distribuidores si no les consta que dicha inspección ha sido realizada por una empresa habilitada. Se obliga tanto a los operadores al por mayor de GLP, como a los comercializadores al por menor de GLP a granel, a constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras en cuantía suficiente para cubrir los riesgos de las actividades ejercidas.

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. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Minetur. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

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

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria, el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

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

La Ley 8/2015, crea un mercado organizado de gas natural, con el propósito de facilitar la entrada de nuevos comercializadores e incrementar la competencia, creando un nuevo operador único del mercado organizado del gas, que será el encargado de gestionar el llamado "hub" gasista.

El Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, desarrolla las normas para el funcionamiento del citado mercado organizado. El operador del mercado organizado de gas será la empresa MIBGAS "Mercado Ibérico del Gas" que velará por el cumplimiento, por todos los agentes participantes, de las reglas de mercado establecidas. Los agentes podrán contratar productos estandarizados de gas natural en plataformas electrónicas, gestionada por el operador del mercado o terceros.

Para facilitar la operación del mercado de gas, se modifican las condiciones de contratación de acceso de capacidad a las instalaciones gasistas. Además, se crea una plataforma única de contratación de capacidad, gestionada por el gestor técnico del sistema gasista (Enagas), que posibilitará la contratación de capacidad de acceso en tiempo real.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por la que se adecua la normativa nacional a la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009. Así, se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por sus disposiciones de desarrollo. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013.

La producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley 24/2013 elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial. Todas las unidades de producción eléctrica se regulan de forma conjunta, con ciertas particularidades relativas a las plantas renovables.

El Real Decreto 413/2014 regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Dicho sistema se basa en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, compensándoles de los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, éstas no puedan recuperar en el mercado y asimismo permitiéndoles obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Por su parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Por último, recientemente se promulgó el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo.

La normativa establece que quienes producen y consumen su propia energía sin estar conectados a la red eléctrica no han de asumir ningún coste del sistema eléctrico; sin embargo, en el caso de que se esté conectado a la red, al tener garantizado el suministro en todo momento, incluso cuando la energía autogenerada no sea suficiente, el autoconsumidor, si bien no pagará por la energía que autoproduce, ni tampoco por los impuestos asociados ni las pérdidas del sistema, sí tendrá que contribuir a los costes generales del mismo.

Contribuciones al fondo de eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece en su artículo 7 la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020, viniendo obligado cada Estado a establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas anuales de energía.

El Real Decreto-ley 8/2014 y la Ley 18/2014, han venido a trasponer la anterior Directiva mediante la creación de un fondo nacional de eficiencia energética en virtud del cual, se asigna a las empresas

comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, -sin que estos últimos no tengan la consideración de sujetos obligados conforme a la Directiva- una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

La creación de un fondo nacional, que en España se ha formulado como medida alternativa a un sistema de iniciativas nacionales de eficiencia energética, en la propia Directiva 2012/27/UE únicamente se prevé como medida de respaldo o complementaria.

Con fecha 24 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015, Orden que se halla recurrida, al igual que los actos de cobro relativos a los ejercicios 2014 y 2015, por varias empresas alcanzadas por las citadas obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional.

Bolivia

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

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley Nº 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 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).

Posteriormente, mediante Ley Nº. 466 de fecha 26 de diciembre de 2013 se establece que, a partir de dicha Ley, YPFB Andina adopta la tipología de Sociedad Anónima Mixta (SAM), para lo cual, en fecha 4 de agosto de 2014, YPFB adquirió de Repsol Bolivia S.A. 79.557 acciones. Actualmente YPFB cuenta con el 51% del capital social de YPFB Andina, dando cumplimiento a la Ley No. 466 y al parágrafo II del art. 363 de la Constitución Política del Estado. A la fecha la nueva participación de Repsol Bolivia S.A. en YPFB Andina es de 48,33%.

Adicionalmente, en fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley Nº. 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera en Bolivia que establece diversos incentivos para: i) la producción de Petróleo Crudo y; ii) Condensado asociado al Gas Natural resultante de exploración de nuevos campos o reservorios, calculados en función al nivel de producción y al precio internacional de petróleo, distinguiendo, a su vez, entre Zonas Tradicionales, con información geológica donde existe producción de hidrocarburos con explotación comercial, con menor incentivo y zonas no tradicionales; también se establecen incentivos para, iii) la producción adicional de Condensado asociado al Gas Natural en campos que encuentren en explotación, cuyo asociados al nivel de reservas e inversiones y, finalmente iv) a los campos gasíferos con reservorios de gas seco, campos marginales y/o

pequeños, cuyo incentivo consiste en la asignación prioritaria de mercados de exportación de gas natural.

Cabe mencionar que la forma de aplicación, determinación y pago de los incentivos está sujeta a una reglamentación a ser emitida mediante Decreto Supremo.

Por otro lado, la Ley N°. 767 modificó el artículo 42 de la Ley N°.3058, estableciendo que en campos de áreas de Contratos de Operación que estuvieran en producción al tiempo de finalizar el plazo del contrato, YPFB podrá operarlos por sí misma o mediante un contrato de prestación de servicios o con el Titular del contrato mediante la suscripción de una adenda por única vez, cuyo plazo podrá ser hasta explotar las reservas probadas certificadas dentro del plazo del contrato principal, negociando con YPFB nuevas condiciones técnicas y económicas.

Contratos de Operación

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

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

Adicionalmente en fecha 8 de Mayo de 2009 se suscribieron con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural y Acuerdos de Entrega de Hidrocarburos Líquidos que establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de hidrocarburos por parte del Titular y también se suscribieron los Procedimientos de Pago que establecen el mecanismo de pago de la Retribución del Titular. El Acuerdo de Entrega de Gas Natural del Área Caipipendí fue enmendado en fecha 26 de marzo de 2010, con la finalidad de incorporar volúmenes para la exportación a ENARSA Argentina y en fecha 28 de noviembre de 2014 una segunda enmienda permitió incorporar volúmenes adicionales de gas natural a ser entregados desde los campos Margarita y Huacaya a los mercados de exportación de Brasil y Argentina, lo que permite implementar la Fase III del Área Caipipendí con el correspondiente incremento de la producción

Brasil

Exploración y Producción

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

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

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia reguladora independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de *Upstream* y *Downstream*;
- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;

- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y, para la fase de producción, veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP).

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

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

En 2010 se introdujo el régimen de reparto de producción de acuerdo con la Ley N° 12.351/10 para las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico a ser definidas por el poder ejecutivo. Además, la referida Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen (“reparto de producción”) podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) –, que fue creada por la Ley N° 12.304 en 2010, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);
- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal;
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley N° 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los Estados) manteniendo la

competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

Canadá

En la Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan, provincias occidentales de Canadá en las que se encuentran la mayoría de los intereses de exploración y producción del Grupo, los respectivos gobiernos provinciales son los titulares de la mayoría de los derechos minerales del subsuelo sobre el petróleo y el gas natural. Por lo general, los gobiernos de estas provincias conceden derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en sus terrenos mediante arrendamientos, licencias y permisos con distintos términos y en las condiciones que se estipulan en la legislación y las normativas provinciales, incluidos los requisitos de realización de obras concretas o de pagos. Además de los terrenos, la Sociedad cuenta con intereses en arrendamientos obtenidos de propietarios de tierras minerales mediante negociación directa.

Las sociedades que operan en el sector canadiense de hidrocarburos y gas natural están sujetas a una amplia normativa y a estrictos controles de la fiscalidad de las operaciones (incluidas tenencia de tierras, exploración, desarrollo, producción, refinado, mejora, transporte, comercialización y cuestiones medioambientales) como resultado de la legislación y la política promulgadas tanto a nivel federal por el Gobierno de Canadá como por los distintos gobiernos provinciales. La supervisión de dichas operaciones la realizan organismos reguladores provinciales entre los que están la Comisión de la Columbia Británica para los Hidrocarburos y Gas, el Regulador Energético de Alberta, los ministerios de Economía y Medioambiente de Saskatchewan y los organismos reguladores federales, como la Agencia Canadiense de Evaluación medioambiental y el Consejo Nacional Canadiense de Energía.

Cada provincia cuenta con una legislación y unas normativas que rigen los derechos relativos a los terrenos provinciales así como las tasas de producción y otras cuestiones. Los derechos de producción de los terrenos se determinan mediante normativas gubernamentales y, por lo general, se calculan como un porcentaje del valor de producción bruta. La tasa de dichos derechos suele depender parcialmente de los precios de referencia previstos, productividad de los pozos, ubicación geográfica, fecha de descubrimiento del yacimiento, método de recuperación y tipo o calidad del producto petrolífero producido. En ocasiones, los gobiernos de las provincias occidentales de Canadá crean programas de incentivos para la exploración y el desarrollo. Dichos programas pueden recoger reducciones en la tasa de derechos, exenciones de derechos o créditos fiscales de derechos. Los derechos pagaderos sobre la producción de terrenos en propiedad vienen determinados por la negociación llevada a cabo entre el propietario y el arrendatario del terrero mineral, si bien la producción de dichos terrenos está sujeta a determinados impuestos provinciales.

Las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos y gas en Canadá cuentan con una amplia regulación y están sujetas a un fuerte control por parte de los organismos reguladores provinciales y federales. Es necesaria la aprobación por parte de estos organismos para llevar a cabo diversas actividades, incluida la perforación de pozos petrolíferos y de gas natural, la construcción y explotación de oleoductos, gasoductos e instalaciones, así como el almacenamiento, la inyección y la eliminación de sustancias vinculadas. Para realizar operaciones de extracción de petróleo y gas y cumplir los requisitos de los reguladores pertinentes, las sociedades deben acatar la legislación, normativas, ordenanzas, directivas y otras indicaciones aplicables (sujetas todas ellas a supervisión, evaluación y revisión gubernamental de manera periódica). El incumplimiento de dicha legislación, normativas, ordenanzas, directivas u otras indicaciones puede derivar en multas o sanciones de otro tipo.

Además de la legislación y las normativas relativas a cuestiones operativas vinculadas a la exploración y la producción, el sector petrolífero y de gas natural canadiense también está sujeto a distintas legislaciones provinciales y federales relacionadas con cuestiones medioambientales, sujetas todas ellas a evaluación y revisiones gubernamentales periódicas. Dicha legislación impone restricciones y prohibiciones a la liberación o emisión de diferentes sustancias producidas en asociación con determinadas operaciones del sector petrolífero y de gas, como el dióxido de azufre y el óxido nítrico, además de las condiciones o prohibiciones de explotación en ciertas zonas medioambientalmente sensibles. Asimismo, esta legislación estipula los requisitos para el abandono y la reclamación

satisfactorios de pozos e instalaciones. El incumplimiento de dicha legislación puede provocar la suspensión o retirada de las licencias y autorizaciones necesarias, responsabilidad civil por los daños producidos por la contaminación y la imposición de multas y sanciones importantes.

Ecuador

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

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al cobro de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, suscribió un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigor el 1 de enero de 2011.

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

Estados Unidos

Exploración y Producción

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

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

programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal.

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

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos Estados. En Alaska, las actividades de exploración y producción se controlan por el *Alaska Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas*. El BOEM es responsable de la revisión completa del impacto medioambiental del proyecto propuesto (ya sea de exploración o de desarrollo) según el *National Environmental Policy Act* (NEPA).

Las operaciones realizadas en Texas y Pennsylvania por Talisman Energy USA Inc. están sujetas a las leyes de dichos estados. En Texas los reguladores principales de actividades de exploración y producción son el Railroad Commission of Texas (RRC) y Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) y en Pennsylvania es Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP).

Gas Natural Licuado

Respecto de la actividad de GNL en Estados Unidos, de acuerdo con el Natural Gas Act, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tiene competencias exclusivas para autorizar el establecimiento de instalaciones para la importación o exportación de GNL.

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

Trading de Crudo y Productos Refinados

Existe un número de organismos regulatorios en los Estados Unidos con competencia para regular el mercado de trading de crudo y productos refinados. La “*Federal Trade Commission*” (FTC) tiene la potestad de regular la compraventa de crudo. La “*Environmental Protection Agency*” (EPA) supervisa las materias relativas al medioambiente y regula en particular los productos refinados destinados al consumidor privado tales como la gasolina y el diésel. En relación con la actividad de trading de derivados financieros, la “*Commodities Futures Trading Commission*” (CFTC) es el organismo encargado de regular y supervisar este mercado.

El 18 de diciembre de 2015 se aprobó la Consolidated Appropriation Act, 2016 (Public law no. 114-113). Esta norma deroga la sección 103 de la Energy Policy and Conservation Act (EPCA), eliminando así la prohibición contra la exportación de petróleo producido en EE.UU. Como consecuencia de este cambio normativo, se prohíbe que el poder ejecutivo refuerce la normativa de prohibición a la exportación preservando, no obstante, la potestad del Presidente para restringir las exportaciones de crudo ante situaciones de emergencia nacional, para apoyar sanciones comerciales y para eliminar una escasez en el suministro de petróleo o un precio que constantemente sea significativamente más alto que el precio en el resto del mercado mundial.

El levantamiento de esta prohibición permite que compañías que producen petróleo en EE.UU. tengan acceso a mercados internacionales, lo cual podría tener un gran impacto, tanto en la economía nacional como a nivel mundial.

Indonesia

De acuerdo con la Constitución de Indonesia de 1945, todos los recursos naturales (gas y petróleo incluidos) del territorio indonesio son propiedad del Estado y están sujetos a su control. En Indonesia, la regulación del petróleo y el gas natural se basa en la Ley n° 22 de 2001 (“Ley n° 22”), que establece principios generales para la regulación del sector. Estos principios se aplican gracias a distintos reglamentos de ejecución, promulgados en virtud de la Ley n° 22, así como a diferentes normas y decretos ministeriales.

La Ley n° 22 reestructuró y liberalizó el control del Estado sobre los sectores del petróleo y el gas. La Ley n° 22 atribuyó la función regulatoria a dos organismos públicos diferentes:

- (i) BPMIGAS (Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi). Sin embargo, el 13 de noviembre de 2012, BPMIGAS fue declarado inconstitucional por el Tribunal Constitucional de Indonesia, atribuyéndose el papel y las funciones de este al Gobierno. El presidente, mediante el Reglamento de la Presidencia 95/2012, asignó este papel y estas funciones al Ministerio de Energía y Recursos Minerales. Mediante Reglamento de la Presidencia 9/2013 se constituyó Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (“SKK Migas”), que actualmente ejerce el mismo papel y las mismas funciones que BPMIGAS; y
- (ii) BPHMIGAS (Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi)

Tras la reestructuración del sector llevada a cabo mediante la Ley n° 22, BPMIGAS y posteriormente SKK Migas, sucedieron a Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (“PERTAMINA”) como parte supervisora en materia de exploración y producción en los CPCs, si bien no llegaron a asumir el papel de PERTAMINA como Productor/Contratista.

El Ministerio de Energía y Recursos Minerales (“MERM”) es el responsable de la aprobación del primer Plan de Desarrollo (“PdD”) en el marco de los contratos de producción compartida (“CPC”) así como de la supervisión de la propiedad y la gestión de los recursos petroleros y gasistas por parte del Estado. Con la colaboración de MIGAS, el MERM formula la política gubernamental, fija los bloques que hayan de salir a licitación, es responsable de autorizar la transmisión, por parte de los contratistas, de sus derechos de participación (en consulta con SKK Migas) y expide las licencias necesarias para la realización de actividades mercantiles de transformación y distribución de productos petroleros, como por ejemplo la producción de GNL utilizando la estructura de transformación y distribución.

La Dirección General de Petróleo y Gas (“MIGAS”) colabora con el MERM en la elaboración de la política gubernamental y en la determinación de las zonas de trabajo susceptibles de licitación. También supervisa las actividades de implementación de actividades empresariales, tanto de exploración y producción como de transformación y distribución a través de SKK Migas y de BPHMIGAS.

SKK Migas es el supervisor y el órgano ejecutivo en materia de exploración y producción, en su condición de sucesor de BPMIGAS tal como se señaló anteriormente. SKK Migas, como supervisor de exploración y producción, colabora con el MERM en la preparación de las licitaciones, concede los CPCs y aprueba el primer PdD. SKK Migas también celebra y supervisa los CPCs. Entre sus principales funciones de supervisión cabe señalar la aprobación de los Planes de Trabajo y Presupuestos (PTyP) anuales y de los ulteriores PdDs, la supervisión e información al MERM de la ejecución de los CPCs, la designación de vendedores de la cuota de producción correspondiente al Estado (SKK Migas puede recoger la cuota de gas correspondiente al Gobierno, si bien debe nombrar a un tercero para la venta del gas) y de la gestión de los activos que emplean los contratistas en la ejecución de sus actividades empresariales de exploración y producción de petróleo y gas.

Es responsabilidad del Ministerio de Hacienda (“MdH”) impartir las instrucciones relativas a los principios básicos de la cuota del Estado derivada de la explotación del GNL y, a través de la Dirección General de Impuestos y de la Dirección General de Derechos Aduaneros y Arbitrios, fijar los impuestos, derechos aduaneros y arbitrios pagaderos en razón de las actividades de desarrollo del GNL, resolviendo las cuestiones relativas a los avales del Estado y formulando, estableciendo y aplicando políticas relativas

a los activos de propiedad estatal.

De acuerdo con la Ley n° 22, aquellas empresas que deseen explorar y explotar las reservas de petróleo y de gas deben hacerlo mediante un Contrato de Cooperación con SKK MIGAS. En Indonesia, el Contrato de Cooperación que normalmente se formaliza en relación con las actividades de exploración y explotación es el denominado Contrato de Producción Compartida (“CPC”).

Con el CPC, el Gobierno de Indonesia conserva la propiedad del petróleo y del gas (antes de la entrega), recayendo sobre el contratista todos los riesgos y costes de exploración, desarrollo y producción, a cambio de un porcentaje convenido de la producción de petróleo y/o gas y de la recuperación de determinados costes de explotación de la producción que satisfagan ciertos requisitos.

Perú

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

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

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

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

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

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un licenciario (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Contratista es propietario de los hidrocarburos extraídos y puede

comercializarlos libremente. Mediante los Contratos de Servicios, PERUPETRO, otorga al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Contrato, por las cuales el Contratista recibe una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. En este tipo de Contrato, PERUPETRO mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos y, por lo tanto, es quien puede disponer de ellos libremente para su exportación o su refinación y/o comercialización en el mercado nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la LOH, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que deseen suscribir Contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, deben ser previamente calificadas por PERUPETRO sobre la base de su capacidad legal, técnica, económica y financiera, para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

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

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, sin embargo, mediante Decreto de Urgencia N° 010-2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (“el Fondo”), como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo se traslade a los consumidores del mercado interno. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen en los precios de cada producto, dependiendo de si los Precios de Paridad de Importación (PPI) se encuentran por encima o por debajo de la Banda de Precios. A través de la Ley N°29552 se determinó la vigencia permanente del Fondo.

Sin embargo, a través del Decreto de Urgencia N° 01-2015, modificado por la Ley N° 30334 - Ley que establece medidas para dinamizar la economía en el año 2015, se ha establecido que no se realizarán actualizaciones a la Banda de Precios (hasta diciembre de 2016) cuando el PPI se incremente, sino sólo cuando éste baje, lo que genera automáticamente un incremento en la deuda del Fondo hacia los Productores. A través del Decreto Supremo N° 154-2015-EF, se aprobó un crédito suplementario para financiar los recursos del Fondo y se ha programado la incorporación de nuevos recursos para la financiación del Fondo de manera trimestral hasta junio de 2016, si fuese necesario.

De otro lado, el artículo 43 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM), establece la obligación de los Productores y Distribuidores Mayoristas que tengan capacidad de almacenamiento propia o contratada de mantener, en cada Planta de Abastecimiento, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado equivalente a 15 días consecutivos de su despacho promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes del cálculo de las existencias y una existencia mínima diaria de 5 días consecutivos de despacho promedio en dicha Planta. Igual tratamiento se contiene en el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (aprobado por Decreto Supremo No. 01-94-EM) en el cual a través de sus modificaciones (Decreto Supremo N° 045-2010-EM y Decreto Supremo N° 015-2015-EM), el cual establece la obligación de mantener existencias medias de 15 días y una existencia mínima de 5 días, respectivamente, sobre el despacho promedio de los últimos 6 meses.

La Ley N° 28694 reguló el contenido de azufre en el combustible diésel, estableciendo que a partir del 1 de enero de 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen (ppm), prohibiéndose además la importación de combustible Diésel N° 1 y Diésel N° 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2500 ppm. Esta Ley otorgó facultades al MINEM, para establecer, por excepción, las zonas geográficas del interior del país en las que se podrá autorizar la venta de diésel con mayor contenido de azufre.

A través de la Ley N° 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). El SISE permite dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético, por lo que está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y es remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte y suministro de productos líquidos de los hidrocarburos. El FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población, siendo remunerado por recargos a: i) los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados; ii) sobre el suministro de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, sobre cada venta primaria que efectúen los Productores e Importadores y será trasladado en los precios de los hidrocarburos líquidos; y, iii) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

Venezuela

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

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

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

El 15 de marzo de 2015 ha entrado en vigor la Ley que autoriza al Presidente de la República para que en Consejo de Ministros dicte Decretos con rango, valor y fuerza de Ley en las materias que se delegan para la garantía reformada de los derechos de soberanía y protección del pueblo venezolano y el orden constitucional de la República. El Jefe de Estado podrá legislar sobre materias de seguridad y defensa nacional, comercial, socioeconómica, financiera, energética e industrial, así como en aspectos sancionatorios desde el punto de vista administrativo, civil e incluso penal. Dicha delegación tendrá una vigencia comprendida entre la fecha de publicación en la Gaceta Oficial hasta el 31 de diciembre del año 2015.

El 14 de enero de 2016 se publicó en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214 el decreto N° 2.184, mediante el cual se declara Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio de la República Bolivariana de Venezuela. El decreto tiene por objeto permitir que el Ejecutivo Nacional disponga de la atribución para adoptar las medidas oportunas que permitan atender la situación excepcional, extraordinaria y coyuntural que atraviesa la economía venezolana. El decreto tiene prevista una duración de 60 días, contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial, con la posibilidad de prorrogarse por el mismo lapso.

El 22 de enero de 2016 la Asamblea Nacional, en el uso de sus facultades, acordó desaprobar el Decreto N° 2.184, mediante el cual el Ejecutivo Nacional declaró el Estado de Emergencia Económica en todo el territorio nacional. Conforme a lo establecido en el artículo 33 de la Ley Orgánica de los Estados de Excepción, si la Asamblea Nacional desaprueba el Decreto éste queda derogado inmediatamente, perdiendo todos sus efectos jurídicos, no siendo posible que ninguna autoridad puede ejecutarlo. El mencionado artículo 33 establece, asimismo, que tras la desaprobación de la Asamblea Nacional, la Sala Constitucional ya no tiene materia sobre la cual decidir.

Exploración y Producción

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, la extracción, recolección, transporte y almacenamiento, están reservadas al Estado, quien las realiza ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas mixtas en las que ostente una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

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

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan.

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

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

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional. Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

Los acuerdos de empresas mixtas a que se refiere la Ley Orgánica de Hidrocarburos, no establecen restricciones a estas sociedades para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo, reembolso de préstamos o anticipos realizados por sus accionistas en moneda extranjera (USD). Similar consideración aplica a las licencias otorgadas con ocasión de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en la medida en que la licenciataria reciba pagos en divisas con ocasión de la ejecución de sus actividades, por cuanto que aquellos fondos que recibe en bolívares estarán sometidos al régimen de control cambiario.

De conformidad con los convenios cambiarios vigentes tanto las empresas mixtas referidas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos como las licenciatarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, podrán mantener en el exterior cuentas en instituciones bancarias o de similar naturaleza, por concepto de los ingresos recibidos en divisas, con el fin de efectuar los pagos que corresponda realizar fuera de la República Bolivariana de Venezuela. Cualquier cantidad de dinero proveniente de dichas cuentas que ingrese al país deberá ser vendida al Banco Central de Venezuela, al tipo de cambio oficial.

Otros países

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