

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 2016, 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

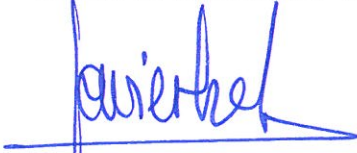
En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2016, así como de sus resultados consolidados 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 2016 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 2016. 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

22 de Febrero de 2017

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2016



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 2016 y 2015

	Nota	Millones de euros		
	2.1	31/12/2016	31/12/2015	01/01/2015
ACTIVO				
Inmovilizado Intangible:	6	5.109	4.782	2.282
a) Fondo de Comercio		3.115	3.099	498
b) Otro inmovilizado intangible		1.994	1.683	1.784
Inmovilizado material	7	27.297	28.202	17.003
Inversiones inmobiliarias		66	26	23
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	8	10.176	11.797	11.141
Activos financieros no corrientes	10	1.204	715	593
Activos por impuesto diferido	20	4.746	4.743	3.967
Otros activos no corrientes	10	323	179	155
ACTIVO NO CORRIENTE		48.921	50.444	35.164
Activos no corrientes mantenidos para la venta	9	144	262	98
Existencias	11	3.605	2.853	3.931
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	12	5.885	5.681	5.685
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		3.111	2.607	3.083
b) Otros deudores		1.785	2.061	1.970
c) Activos por impuesto corriente		989	1.013	632
Otros activos corrientes		327	271	176
Otros activos financieros corrientes		1.280	1.237	2.513
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10	4.687	2.448	4.638
ACTIVO CORRIENTE		15.928	12.752	17.041
TOTAL ACTIVO		64.849	63.196	52.205
	Nota	Millones de euros		
	2.1	31/12/2016	31/12/2015	01/01/2015
PASIVO Y PATRIMONIO NETO				
PATRIMONIO NETO				
Capital		1.496	1.442	1.375
Prima de Emisión y Reservas		24.232	26.030	24.867
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(1)	(248)	(127)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		1.736	(1.398)	1.612
Otros Instrumentos de patrimonio		1.024	1.017	-
FONDOS PROPIOS	13	28.487	26.843	27.727
Partidas reclasificables al resultado del ejercicio		2.380	1.691	440
Activos financieros disponibles para la venta		6	3	(5)
Operaciones de cobertura		(171)	(227)	(163)
Diferencias de conversión		2.545	1.915	608
OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO	13	2.380	1.691	440
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE Y A OTROS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO INTERESES MINORITARIOS	13	30.867	28.534	28.167
INTERESES MINORITARIOS	13	244	228	217
TOTAL PATRIMONIO NETO		31.111	28.762	28.384
Subvenciones		4	7	9
Provisiones no corrientes	14	6.127	5.827	2.386
Pasivos financieros no corrientes	15	9.482	10.581	7.612
Pasivos por impuesto diferido	20	1.379	1.600	1.770
Otros pasivos no corrientes	18	2.009	1.942	1.801
PASIVO NO CORRIENTE		19.001	19.957	13.578
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	9	146	8	-
Provisiones corrientes	14	872	1.377	240
Pasivos financieros corrientes	15	6.909	7.073	4.086
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	19	6.810	6.019	5.917
a) Proveedores		2.128	1.799	2.350
b) Otros acreedores		4.365	3.975	3.402
c) Pasivos por impuesto corriente		317	245	165
PASIVO CORRIENTE		14.737	14.477	10.243
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		64.849	63.196	52.205

Las notas 1 a 33 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 a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Nota	Millones de euros	
	2.1	2016	2015
Ventas		34.556	39.582
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		133	155
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		129	(524)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		1.625	661
Otros ingresos de explotación		990	1.867
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	21	37.433	41.741
Aprovisionamientos		(23.615)	(28.833)
Gastos de personal		(2.501)	(2.129)
Otros gastos de explotación		(5.930)	(6.455)
Amortización del inmovilizado		(2.529)	(3.124)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(947)	(3.924)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	21	(35.522)	(44.465)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		1.911	(2.724)
Ingresos financieros		176	150
Gastos financieros		(741)	(707)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		189	1.052
Diferencias de cambio		94	(204)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		48	170
RESULTADO FINANCIERO	23	(234)	461
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	8	194	(89)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.871	(2.352)
Impuesto sobre beneficios	20	(391)	996
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		1.480	(1.356)
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		(43)	(42)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		1.437	(1.398)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	14	299	-
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		1.736	(1.398)
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.1	<u>Euros / acción</u>	<u>Euros / acción</u>
Básico	24	1,16	(0,95)
Diluido	24	1,16	(0,95)

Las notas 1 a 33 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 a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Millones de euros	
	2016	2015
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO ⁽¹⁾		
(de la cuenta de pérdidas y ganancias)	1.779	(1.356)
OTRO RESULTADO GLOBAL		
Partidas no reclasificables al resultado del ejercicio:		
Por ganancias y pérdidas actuariales	(5)	14
Participación en otro resultado global de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	(6)	(3)
Efecto impositivo	-	-
TOTAL	(11)	11
OTRO RESULTADO GLOBAL		
Partidas reclasificables al resultado del ejercicio:		
Activos financieros disponibles para la venta	1	13
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1	7
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	-	6
Cobertura de flujos de efectivo	18	(39)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(16)	(564)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	34	-
Importes transferidos al valor inicial de las partidas cubiertas	-	525
Diferencias de conversión	505	1.366
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	560	1.390
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(55)	(24)
asociadas	152	(121)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	99	(125)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	53	4
Efectivo impositivo	15	54
TOTAL	691	1.273
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	2.459	(72)
a) Atribuidos a la entidad dominante	2.413	(128)
b) Atribuidos a intereses minoritarios	46	56

⁽¹⁾ Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada: “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas*” y “*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*”.

Las notas 1 a 33 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 a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante								
	Fondos Propios								
Millones de euros	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	Otro resultado global acumulado	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2014	1.375	24.642	(127)	1.612	-	435	27.937	217	28.154
Ajustes (véase Nota 2.1)	-	225	-	-	-	5	230	-	230
Saldo inicial ajustado	1.375	24.867	(127)	1.612	-	440	28.167	217	28.384
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	11	-	(1.398)	-	1.259	(128)	56	(72)
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 del 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)	-	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(22)	-	-	1.017	-	995	-	995
Otras variaciones	-	48	-	-	-	(26)	22	-	22
Saldo final al 31/12/2015	1.442	26.030	(248)	(1.398)	1.017	1.691	28.534	228	28.762
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(11)	-	1.736		688	2.413	46	2.459
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación/(Reducción) de capital	54	(54)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos							-	(9)	(9)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(61)	247	-	-	-	186		186
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-						-	(21)	(21)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(243)	-	-	-	-	(243)		(243)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	(1.398)	-	1.398	-	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(29)	-	-	7		(22)		(22)
Otras variaciones	-	(2)	-	-	-	1	(1)	-	(1)
Saldo final al 31/12/2016	1.496	24.232	(1)	1.736	1.024	2.380	30.867	244	31.111

Las notas 1 a 33 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 a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Notas	Millones de euros	
	2.1	2016	2015
Resultado antes de impuestos		1.871	(2.352)
Ajustes de resultado:		2.547	6.081
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.529	3.124
Otros ajustes del resultado (netos)		18	2.957
Cambios en el capital corriente		(517)	1.370
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(11)	(163)
Cobros de dividendos	8	920	363
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(264)	(128)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(667)	(398)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación	25	3.890	4.936
Pagos por inversiones:	4, 6 y 7	(3.649)	(12.232)
Empresas del grupo y asociadas		(842)	(8.974)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.003)	(2.991)
Otros activos financieros		(804)	(267)
Cobros por desinversiones:	4	4.056	2.778
Empresas del grupo y asociadas		3.090	894
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		813	352
Otros activos financieros		153	1.532
Otros flujos de efectivo		(16)	494
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión		391	(8.960)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	13	(92)	861
Emisión		23	996
Amortización		(23)	-
Adquisición		(103)	(318)
Enajenación		11	183
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	15	(910)	1.255
Emisión		12.712	12.244
Devolución y amortización		(13.622)	(10.989)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	13 y 24	(420)	(488)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(631)	147
Pagos de intereses		(591)	(682)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(40)	829
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación		(2.053)	1.775
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		11	59
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		2.239	(2.190)
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	10	2.448	4.638
Efectivo y equivalentes al final del periodo	10	4.687	2.448
COMPONENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/2016	31/12/2015
Caja y bancos		3.207	2.311
Otros activos financieros		1.480	137
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		4.687	2.448

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo consolidado.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2016
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

ÍNDICE

Nota nº	Asunto	Página
(1)	INFORMACIÓN GENERAL	8
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	9
(3)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES.....	29
(4)	CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO	33
(5)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO	36
	DESGLOSES DE INFORMACIÓN	
(6)	INMOVILIZADO INTANGIBLE.....	38
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL	41
(8)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	42
(9)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	46
(10)	ACTIVOS FINANCIEROS.....	47
(11)	EXISTENCIAS	49
(12)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	49
(13)	PATRIMONIO NETO.....	50
(14)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES	54
(15)	PASIVOS FINANCIEROS.....	55
(16)	RIESGOS FINANCIEROS	60
(17)	OPERACIONES CON DERIVADOS Y OTROS	65
(18)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	67
(19)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	69
(20)	SITUACIÓN FISCAL.....	70
(21)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	77
(22)	DETERIORO DE ACTIVOS.....	80
(23)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS.....	85
(24)	BENEFICIO POR ACCIÓN.....	85
(25)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN.....	86
(26)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	86
(27)	RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	88
(28)	OBLIGACIONES CON EL PERSONAL	92
(29)	LITIGIOS.....	95
(30)	COMPROMISOS Y GARANTÍAS.....	97
(31)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE	99
(32)	OTRA INFORMACIÓN	101
(33)	HECHOS POSTERIORES	102
	ANEXOS	
	ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016	103
	ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	107
	ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016.....	112
	ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES MODELO DE REPORTING Y LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE .	123
	ANEXO IV: MARCO REGULATORIO	125

(1) INFORMACIÓN GENERAL

1.1) Sobre el Grupo Repsol

Repsol es un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos (en adelante “Repsol”, “Grupo Repsol” o “Grupo”) que inició sus operaciones en 1987.

Realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP, gas natural y gas natural licuado (GNL).

El Grupo 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, acuerdos conjuntos y asociadas más significativos que configuran el perímetro de consolidación del Grupo.

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.. Figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289 y 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

Las presentes cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2016, así como de los resultados consolidados del Grupo, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados del 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 22 de febrero de 2017 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 2015 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 20 de mayo de 2016.

(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 2016¹ y demás disposiciones del marco normativo aplicable. Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2016 no han supuesto impactos o desgloses significativos en sus estados financieros².

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.

2.1) Comparación de la información

Conforme a la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*, una entidad puede desarrollar políticas contables específicas para los activos que se encuentren en la fase de exploración y evaluación de la actividad extractiva. En el contexto de la integración de los negocios de Repsol Oil & Gas Canada Inc (anteriormente Talisman y en adelante “ROGCI”, ver Nota 4) y con base en la experiencia pasada, el Grupo ha revisado sus políticas contables y, en particular, ha considerado que la capitalización de los costes de geología y geofísica (G&G) durante la fase exploratoria proporciona un mejor reflejo contable de la realidad económica de sus actividades e inversiones globales para la exploración de hidrocarburos, incrementando la utilidad de la información ofrecida. Las notas 7(b) y 8(c) en el apartado “*Normativa aplicable a la elaboración de la información financiera*” de esta misma nota recogen la redacción actualizada por el cambio de política contable.

Este cambio de política contable debe aplicarse retroactivamente, conforme a la NIC 8. Por ello, el balance de situación consolidado, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado correspondientes al ejercicio 2015 así como sus respectivas notas han sido re-expresados para incluir las modificaciones necesarias respecto a los formulados en las cuentas anuales consolidadas de 2015.

Los impactos en el balance de situación y en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas del Grupo a 1 de enero y 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

Millones de euros	Inv. Cont. aplicando el método de la participación	Inmovilizado material e intangible	Pasivo por impuesto diferido	Reservas y diferencias de conversión	Resultado Neto
1 de enero de 2015	31	285	86	230	-
31 de diciembre de 2015	40	25	(8)	244	(171) ⁽¹⁾

Nota: Estos importes se presentan netos de los beneficios fiscales vinculados a las actividades en Alaska, que previamente se registraban como ingresos, por consistencia con la nueva política contable de costes de G&G.

⁽¹⁾ El impacto en el resultado neto afecta a los epígrafes “*Otros gastos de explotación*” por importe de 86 millones de euros, “*Amortización del inmovilizado*” por importe de -136 millones de euros, “*Dotación de provisiones y pérdidas por enajenación de inmovilizado*” por importe de -234 millones de euros, “*Gastos financieros*” por importe de 11 millones de euros, “*Resultado de*”

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 2016 son: i) Modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta*; ii) Modificaciones de la NIC 16 y NIC 41 *Plantas productoras de frutos*; iii) Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 *Aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización*; iv) Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2012-2014; v) Modificaciones a la NIC 1 *Iniciativa sobre información a revelar*; vi) Modificaciones a la NIC 27 *Método de la participación en estados financieros separados*, y vii) Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: *Entidades de Inversión – Aplicación de la Excepción a la obligación de consolidación*.

las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos” por importe de 5 millones de euros e “Impuesto sobre beneficios” por importe de 97 millones de euros.

Tras la venta del 10% de Gas Natural SDG (ver Nota 4.1), Gas Natural Fenosa ha perdido su consideración de segmento de operación y la participación restante se incluye dentro de “Corporación y otros”. En este sentido la información por segmentos de la Nota 5 correspondiente al ejercicio 2015 ha sido re-expresada para incluir las modificaciones necesarias respecto a la formulada en las cuentas anuales consolidadas de 2015.

Por último hay que advertir que, de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2015 se ha re-expresado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2015, 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”.

2.2) Normativa aplicable a 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” dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Las participaciones en acuerdos sobre los que Repsol ostenta el control conjunto, por las que en virtud de un acuerdo con terceros, las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime entre las partes que comparten el control, están articuladas de la siguiente manera:

- Participaciones en operaciones conjuntas que están articuladas a través de un *Joint Operating 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 en un negocio conjunto o *Joint Venture* (JV), 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 sobre las que no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras, pero el Grupo ostenta poder para intervenir en ellas se entiende que existe influencia significativa y la participación es calificada como asociada (que, salvo evidencia en contrario, se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%) y se contabilizan por el método de la participación anteriormente indicado.

En los Anexos I y II se detallan las sociedades dependientes, los acuerdos conjuntos y las asociadas más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. a 31 de diciembre de 2016 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2016 y 2015.

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 asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los criterios contables utilizados por las sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas 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 4) 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 “*Otro resultado global*” del Patrimonio Neto.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido:

	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,05	1,11	1,09	1,11
Real brasileño	3,43	3,86	4,25	3,70

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 de esta Nota).

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.

El fondo de comercio es asignado a una o varias unidades generadoras de efectivo con el límite del segmento de negocio 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 distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, así como contratos de abanderamiento e imagen y contratos de suministro en exclusiva a estaciones de servicio. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que para los contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio de media oscila entre los 25 y 30 años y para los contratos de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva es de 1 año prorrogable a un máximo de 3 años a voluntad de la contraparte.

b) *Permisos de exploración y costes de geología y geofísica*

Los costes de adquisición de permisos de exploración y los costes de las actividades de geología y geofísica (G&G) incurridos durante la fase exploratoria son capitalizados en este epígrafe por su precio de compra y coste incurrido, respectivamente. 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 los 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. Estos costes son amortizados 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.

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 en función de su valor recuperable que se calcula teniendo en cuenta 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 31), 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 principalmente 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 asociados a recursos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe *“Inversiones en zonas con reservas”*, asociados a reservas probadas y a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en los mismos.

ii. 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 encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y; (ii) se ha realizado un progreso suficiente en la evaluación de reservas y de la viabilidad operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumpliera, los costes de perforación de pozos exploratorios serían considerados como deteriorados y serían registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias
- En todas las demás circunstancias, si no existe el compromiso para la realización de actividades significativas de evaluación de las reservas o de desarrollo del proyecto en un periodo razonable de tiempo después de finalizar la perforación del pozo, o bien cuando se hayan suspendido las actividades los costes capitalizados asociados a ese pozo deben ser registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.

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”*.

iii. Los costes de exploración distintos de los costes de geología y geofísica (ver apartado 7 b), excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración y los bonos exploratorios, son registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias en el momento en que se incurren.

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 “*Dotación de provisiones y pérdidas por enajenación de inmovilizado*” o, en su caso, “*Reversión de provisiones y beneficios por enajenación del inmovilizado*” de la cuenta de resultados (ver Notas 6, 7, y 22).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiendo 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

8.a) y 8.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 atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*”.

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

En relación al registro de estas inversiones véase el apartado 1 de esta Nota.

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, 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, en general, 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 apartado 2.1 de esta Nota y Nota 24).

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 emisiones de obligaciones o bonos que no incluyen la obligación contractual de entrega de efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros, se registran en el epígrafe “*Otros instrumentos de patrimonio*” en el Patrimonio neto. En este sentido Repsol emitió un bono subordinado perpetuo que cumple con estas características y por tanto se ha reconocido en el epígrafe “*Otros instrumentos de patrimonio*” (ver Nota 13.3).

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 Notas 20 y 29).

19. *Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual y Planes de adquisición de acciones*

El Grupo Repsol tiene implantados planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual y Planes de adquisición de acciones (ver información detallada sobre ambos planes en la (Nota 28).

El coste estimado de las acciones a entregar en aplicación de los citados planes 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 28). 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 y se presentan por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal.

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.

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 que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de “*Otro Resultado Global Acumulado*”, se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en otros epígrafes del “*Patrimonio Neto*” 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 del Valor Razonable 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 recoge en el epígrafe “Operaciones de cobertura” del 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 2018:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.
- NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*¹.

¹ 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.

Los efectos contables identificados de la primera aplicación de la NIIF 9 *Instrumentos financieros* se registrarán en reservas y serán fundamentalmente los derivados de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de activos financieros basado en la “pérdida esperada”. A diferencia del modelo actual de la NIC 39 basado en la “pérdida incurrida”, el modelo de la NIIF 9 supondrá el reconocimiento anticipado de las pérdidas previstas por riesgo de crédito en el momento inicial del registro de un activo financiero, sin necesidad de que se haya puesto de manifiesto un indicio de deterioro del mismo. Por lo que respecta a su aplicación posterior y dependiendo de las transacciones que pudieran realizarse en el futuro, los principales impactos que pudieran derivarse de la aplicación de la NIIF 9 serían los siguientes: i) la dotación de una provisión por riesgo de crédito basado en el modelo de “pérdida esperada” al momento de reconocer en balance un activo financiero u otorgamiento de una garantía financiera; ii) mayor flexibilidad en la aplicación de la contabilidad de coberturas y iii) posibilidad de registrar a valor razonable con cambios en la cuenta de pérdidas y ganancias aquellos compromisos de compraventa de *commodities* dentro de las actividades ordinarias del Grupo que, de otra forma, generarían una asimetría contable con respecto a los instrumentos financieros derivados asociados. Adicionalmente, la Norma incluye nuevos criterios de clasificación y medición de activos financieros que están basados en las características contractuales de los instrumentos y en el modelo de gestión de la entidad. El Grupo continúa evaluando estos impactos y el momento de su primera aplicación.

En relación a la NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*, a la fecha el Grupo no ha identificado ningún potencial impacto significativo para sus estados financieros en lo relativo a: (i) cambios en las transacciones dentro del alcance de la nueva norma con respecto a la norma actual; (ii) a la identificación de “obligaciones de desempeño” (obligaciones de transferencia de bienes o servicios en contratos con clientes) distintas a las actualmente identificadas, que supusiesen la separación de las mismas a efectos de reconocimiento y medición de los ingresos; (iii) ni en el devengo contable e imputación temporal de ingresos; más allá de los nuevos desgloses de información a proporcionar de acuerdo a los requerimientos introducidos por la Norma.

- 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 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*.
- Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2014-2016¹.

Aplicación obligatoria en 2018:

- Clarificaciones a la NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*
- Modificaciones a la NIIF 2 *Clasificación y valoración de transacciones con pagos basados en acciones*.
- Modificaciones a la NIIF 4 *Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos Financieros con la NIIF 4 Contratos de seguros*.
- Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2014-2016².
- Modificaciones a la NIC 40 *Transferencias de propiedad de inversión*.
- Interpretación CINIIF 22 *Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada*.

¹ Incluye Modificaciones a NIIF 12 *Información a revelar sobre participaciones en otras entidades*.

² Incluye Modificaciones a NIC 1 Adopción por Primera vez de las NIIF y Modificaciones a NIC 28 *Inversiones en Asociadas y negocios Conjuntos*.

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*¹.

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, serían los referentes a 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 *Arrendamientos* en vigor son clasificados como arrendamientos operativos (ver Nota 21.6 “*Otros gastos de explotación*”), serían registrados en el balance con criterios similares a los de los actuales arrendamientos financieros. En consecuencia, todos los contratos de arrendamiento serían registrados como mayor activo y pasivo en el balance de situación. Adicionalmente, se vería afectado 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 como gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento.

2.3) Información por segmentos de negocio

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*.

La definición de los segmentos de negocio del Grupo Repsol se basa en la delimitación de las diferentes actividades desarrolladas y que generan ingresos y gastos, así como en la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo de Repsol (Comités Ejecutivos Corporativo, de E&P y de Downstream) 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. Durante 2016, tras la venta del 10% de Gas Natural SDG, S.A. y la extinción del acuerdo de accionistas con La Caixa el pasado 21 de septiembre de 2016 (ver Nota 8), Gas Natural Fenosa ha perdido su consideración como segmento de operación. A partir de entonces la participación restante en Gas Natural SDG, S.A. se incluye dentro de “*Corporación y otros*”.

A 31 de diciembre de 2016, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de las reservas de crudo y gas natural, y;
- *Downstream*, correspondiente, principalmente, a las siguientes actividades: (i) refino y petroquímica, (ii) trading y transporte de crudo y productos, (iii) comercialización de productos petrolíferos, químicos y GLP y (iv) comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL).

¹ 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, que a su vez ha sido pospuesto hasta la fase de Post-Implementación de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

Por último *Corporación y otros* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación, el resultado financiero y los resultados y magnitudes correspondientes a la participación en Gas Natural SDG, S.A.¹, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

2. *Modelo de presentación de los resultados de los segmentos*

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los de negocios conjuntos² y otras sociedades gestionadas operativamente como tales³, 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 de operaciones continuadas a coste de reposición (“*Current Cost of Supply*” o CCS) y neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos (“Resultados específicos”). El Resultado financiero se asigna al Resultado neto ajustado de *Corporación y otros*.

El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios Downstream que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. En el Resultado a CCS, el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio 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, que es el criterio utilizado por la compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea.

Asimismo, el Resultado neto ajustado tampoco incluye los denominados Resultados Específicos, esto es, ciertas partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Se incluyen aquí las plusvalías/minusvalías por desinversiones, los costes de reestructuración de personal, los deterioros de activos y las provisiones para riesgos y otros gastos relevantes. Los Resultados Específicos se presentan de forma independiente, netos de impuestos y minoritarios.

¹ Incluye el resultado neto de la sociedad de acuerdo con el método de la participación. El resto de magnitudes (EBITDA, Flujo de Caja libre, ...) únicamente incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo como accionista de Gas Natural SDG, S.A. (dividendos...).

² Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo. 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.

³ Corresponde a Petrocarabobo, S.A., (Venezuela) entidad asociada del Grupo.

(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) test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 6, 7 y 22); (iii) combinaciones de negocios (ver Nota 4); (iv) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 14); (v) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 20); 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 el ratio de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en dichos activos del segmento *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 decidió 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). El cambio de sistema no produjo diferencias significativas en la estimación de las reservas.

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, Negocios comerciales 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 y que contempla variables tales como inflación, el PIB, el 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 senda de precios del petróleo y del gas natural del Grupo se elabora a partir del análisis de la información de mercado disponible, informes internos del entorno energético global con previsiones propias del balance oferta-demanda de energía, así como del análisis de otros factores (macroeconómicos, financieros,...) y del posicionamiento de fuentes externas:
 - Para la elaboración de las sendas a corto plazo (2-3 años) se tienen en cuenta los informes realizados por una selección de analistas, bancos de inversión y agencias de referencia¹.
 - En lo que respecta al largo plazo, las únicas fuentes que presentan un análisis suficientemente detallado de sus previsiones son las agencias de referencia (IEA y EIA) por lo que sólo se tienen en cuenta estas fuentes, las cuales realizan estudios pormenorizados de oferta, demanda y precios bajo distintos escenarios. A partir del 2021, los precios de escalan al 2% anual.

Esta senda es coherente con el presupuesto anual y con el plan estratégico actualizado.

¹ Los analistas que efectúan análisis macro-económicos y energéticos son PIRA, IHS y Wood Mckenzie. Las agencias de referencia son la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) y la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés).

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.
- 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 largo plazo (en concreto a más de 20 años)¹. 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 la 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. La senda de precios utilizada es consistente con la utilizada en el presupuesto anual y en el plan estratégico actualizado (ver Nota 22.1).
 - 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, todo ello conforme al presupuesto anual y al plan estratégico del negocio. Los

¹ La utilización de un período mayor a 5 años comenzó en el ejercicio 2011, tras la entrada en explotación de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías. Para acompañar el nivel de amortización al de inversión, se amplió el periodo de proyección de los flujos de caja de forma que a partir del quinto año se proyecta el EBITDA, continuando con un nivel de actividad y de entorno de negocio semejantes.

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 descuento¹ 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 mercado 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.

Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios del Grupo son registradas de acuerdo al método de adquisición (ver apartado 2.2.5 de la Nota 2) y requieren de juicios y estimaciones en la asignación de valores razonables a los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la operación, así como en la asignación del precio de compra a dichos valores razonables. En este sentido destacamos el proceso de valoración de los activos y pasivos de ROGCI, cuya asignación de valor a activos y pasivos ha concluido en 2016, que ha requerido por parte de la Dirección del Grupo Repsol de juicios y estimaciones significativas (Ver Nota 4.2).

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 4,03%.

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

¹ Los principales componentes de la tasa de descuento se detallan a continuación:

- El tipo de interés libre de riesgo para los flujos en dólares se corresponde con el del bono soberano de EEUU a 10 años y para los flujos en euros con el del bono soberano de Alemania a 10 años;
- En cuanto al riesgo-país se utiliza la información de riesgo-país publicada por tres proveedores externos Country Risk Rating (IHS Global Insight), International Country Risk Guide (PRS Group) y Business Monitor (Fitch Group), el diferencial de los bonos soberanos en euros o dólares americanos con respecto a la deuda emitida por Alemania (euros) o EEUU (USD) respectivamente, así como el EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) publicado por JP Morgan, todo ello ajustado por los riesgos específicos del negocio;
- Se utiliza una prima de riesgo de mercado única para todos los países. Respecto de las betas, éstas, se calculan de forma específica para cada negocio Upstream, Refino y Marketing, Química, Gas&Power y GLP a partir de series históricas a 5 años de compañías comparables obtenidas de bloomberg.

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 29).

Cálculo 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).

(4) CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO ¹

4.1) Principales desinversiones

2016:

Venta del 10% en Gas Natural SDG

El 12 de septiembre Repsol, S.A. y Criteria Caixa, S.A.U. firmaron con GIP III Canary 1 S.À R.L, sociedad controlada por Global Infrastructure Management LLC, un acuerdo para la venta del 20% del capital social de Gas Natural SDG, S.A. por un importe total de 3.803 millones de euros. En virtud del mismo, Repsol y Criteria vendieron a GIP, respectivamente cada una de ellas, 100.068.934 acciones, representativas de un 10% del capital social de Gas Natural SDG, S.A., por un importe de 1.901 millones de euros, lo que equivale a un precio de 19 euros por acción. El acuerdo, con la consiguiente venta, se completó el 21 de septiembre de 2016. La plusvalía finalmente generada para el Grupo Repsol ha ascendido a 233 millones de euros antes de impuestos.

Como consecuencia de esta venta y en la misma fecha, Repsol y Criteria extinguieron el pacto de accionistas mediante el cual ejercían el control conjunto de Gas Natural Fenosa.

Negocio de gas canalizado en España

En el marco de los acuerdos alcanzados en 2015 para la venta de su negocio de gas canalizado en España², Repsol Butano, S.A ha vendido durante 2016 instalaciones de GLP a sociedades del grupo Gas Natural Fenosa, Redexis Gas, S.A., Naturgas Energía y Distribución, S.A.U. y Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura, S.A. por un precio de 737 millones de euros que han generado una plusvalía de 464 millones de euros antes de impuestos.

Negocio de GLP en Perú y Ecuador

En abril de 2016, Repsol acordó la venta de su negocio de GLP en Perú y Ecuador a la operadora internacional sudamericana Abastible. El 1 de junio de 2016 se ha completado la venta del negocio en Perú³ por un precio de 236 millones de euros, que ha generado una plusvalía de 129 millones de euros antes de

¹ Para más información sobre cambios en la composición del Grupo, véase el Anexo Ib “Principales variaciones del perímetro de consolidación”.

² El valor neto contable de los activos dados de baja ha ascendido a 195 millones de euros.

³ Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 187 y 70 millones de euros respectivamente (de los cuales 176 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 51 millones de euros a pasivos corrientes y 1 millón de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

impuestos. El 1 de octubre se ha completado la venta del negocio de GLP Ecuador, que incluye las participaciones de Repsol en Duragas, S.A. y Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A., por un precio de 33 millones de euros, equivalente a su valor neto contable¹.

Negocio eólico en Reino Unido

En mayo de 2016, Repsol ha completado la venta del negocio eólico en el Reino Unido al grupo chino SDIC Power, por un precio de 265 millones de euros. La venta incluye las participaciones de Repsol en Wind Farm Energy UK Limited (100%) y en los proyectos Inch Cape Offshore Limited (100%), Beatrice Wind Limited (100%) y Beatrice Offshore Windfarm Limited (25%) ubicados en la costa este de Escocia². Se ha generado en el segundo trimestre del año una plusvalía de 101 millones de euros antes de impuestos.

Repsol E&P T&T Limited

En octubre de 2016, Repsol Exploración S.A. y Perenco Trinidad & Tobago (Holdings) ETVE SLU firmaron un acuerdo para la venta de Repsol E&P T&T Limited³. El 9 de diciembre de 2016 se ha completado la venta por un precio de 122 millones de euros. La transacción ha generado una plusvalía de 17 millones de euros antes de impuestos.

Proyecto Tangguh LNG

En diciembre de 2016, el Grupo ha vendido su participación el 3,06% en el proyecto integrado de GNL en Papúa Occidental (Indonesia) denominado Tangguh LNG⁴, por importe de 286 millones de euros. La transacción ha generado una plusvalía de 21 millones de euros antes de impuestos.

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 generó una plusvalía de 293 millones de euros.

4.2) Principales adquisiciones

Durante 2016 Repsol no ha realizado adquisiciones de activos o negocios de importancia significativa. Por el contrario.

El 8 de mayo de 2015 Repsol, a través de su filial canadiense Repsol Energy Resources Canada Inc., adquirió el 100% de las acciones de Talisman Energy Inc. (en adelante “ROGCI”) ⁵.

Tras el cierre de la transacción, se procedió a la exclusión de cotización de las acciones de ROGCI en las Bolsas de Toronto y Nueva York. ROGCI está constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (“*Canada Business Corporations Act*”).

¹ Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 44 y 10 millones de euros respectivamente (de los cuales 25 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 7 millones de euros a pasivos corrientes y 6 millones de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

² Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 176 y 21 millones de euros respectivamente (de los cuales 174 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 18 millones de euros a pasivos no corrientes, 1 millón de euros a deudores comerciales y otras cuentas a cobrar y 1 millón de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

³ Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 284 y 164 millones de euros, respectivamente (de los cuales 244 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 25 millones de euros a pasivos corrientes y 9 millones de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

⁴ Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 470 y 202 millones de euros, respectivamente (de los cuales 421 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 4 millones de euros a activos corrientes, 19 millones de euros a efectivo y equivalentes de efectivo, 185 millones de euros a pasivos no corrientes y 17 millones de euros a pasivos corrientes).

⁵ Con fecha 1 de enero de 2016 ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil & Gas Canada Inc.

El importe total pagado para la adquisición ascendió a 8.005¹ millones de euros.

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

La contabilización a 31 de diciembre de 2016 de esta combinación de negocios es definitiva, una vez ha finalizado el periodo de doce meses desde la adquisición previsto en la NIIF 3 “*Combinaciones de negocios*”, no habiéndose producido cambios significativos respecto al importe registrado a 31 de diciembre de 2015. El detalle del valor de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio generado es el siguiente:

Millones de euros	Valor razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Inmovilizado intangible	493	501
Inmovilizado material	13.459	9.840
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	452	505
Activos por impuesto diferido	2.344	2.022
Otros activos no corrientes	106	106
Otros activos corrientes	746	767
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	491	458
Total Activos	18.091	14.199
Provisiones no corrientes	(4.700)	(1.816)
Pasivos financieros no corrientes	(3.613)	(3.391)
Pasivos por impuesto diferido ⁽¹⁾	(1.879)	(768)
Otros pasivos no corrientes	(108)	(108)
Provisiones corrientes	(661)	(564)
Pasivos financieros corrientes	(985)	(985)
Otros pasivos corrientes	(693)	(693)
Total Pasivos	(12.639)	(8.325)
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	5.452	5.874
COSTE DE ADQUISICIÓN	8.005	
FONDO DE COMERCIO (Nota 6)	2.553	

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente el efecto fiscal asociado a la revalorización de activos (diferencia entre el valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal) considerando el tipo impositivo aplicable en cada país, por importe de 1.399 millones de euros (898 millones de euros al 40-48% en Indonesia, 196 millones de euros al 39% en Colombia, 191 millones de euros 32-50% en Vietnam, 69 millones de euros al 38% en Argelia y 45 millones de euros en resto)

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

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO ¹

5.1 Resultados del periodo por segmentos

SEGMENTOS	31/12/2016	31/12/2015
Upstream	52	(925)
Downstream	1.883	2.150
Corporación y otros	(13)	627
RESULTADO NETO AJUSTADO	1.922	1.852
Efecto patrimonial	133	(459)
Resultados específicos	(319)	(2.791)
RESULTADO NETO	1.736	(1.398)

El resultado neto ajustado en 2016 ha ascendido a 1.922 millones de euros, un 4% superior al de 2015. Destacan los mejores resultados en Upstream que retoma los beneficios positivos a pesar del difícil entorno de precios (por el aumento de la producción, las mejoras de eficiencia operativa y la reducción de gastos de exploración), que son compensados parcialmente por los menores resultados en Downstream y Corporación.

El resultado neto del Grupo en 2016 alcanza un beneficio de 1.736 millones de euros, frente a los -1.398 millones de euros de 2015. Se explica fundamentalmente por el positivo efecto patrimonial (133 millones de euros) derivado del incremento de los precios del crudo, así como por los mayores resultados específicos, principalmente, por las ganancias derivadas de las desinversiones en activos no estratégicos y la ausencia en 2016 de los importantes deterioros de valor de activos registrados en 2015, parcialmente compensados por los costes de reestructuración de plantilla y los gastos por devaluación y dotaciones a provisiones en Venezuela.

Para más información sobre los resultados del grupo véase el apartado 4.1 del Informe de Gestión 2016 (<https://www.repsol.com>).

5.2 Información por áreas geográficas y segmentos

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2016 y 2015, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, son los siguientes:

	Millones de euros							
	Importe neto de la cifra de negocios		Resultado neto ajustado		Inversiones Netas de explotación ⁽¹⁾		Activos no corrientes ⁽²⁾	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Upstream	4.963	4.781	52	(925)	1.889	11.370	29.186	28.323
Europa, África y Brasil	1.326	1.088	167	(124)	594	774	3.517	2.933
Latinoamérica-Caribe	1.626	1.912	234	(27)	578	1.139	6.498	6.333
Norteamérica	1.044	989	9	(124)	383	209	9.666	9.384
Asia y Rusia	967	792	(4)	19	(117)	112	3.719	3.348
Exploración y otros	-	-	(354)	(669)	451	9.136 ⁽³⁾	5.786	6.325
Downstream	32.244	37.763	1.883	2.150	(496)	493	10.444	10.720
Europa	30.079	34.979	1.895	2.046	(442)	272	9.012	9.085
Resto del Mundo	4.245	4.715	(12)	104	(54)	221	1.432	1.635
Ajustes	(2.080)	(1.931)	-	-	-	-	-	-
Corporación y otros	(820)	(1.084)	(13)	627	(1.893)	97	4.042	5.526
TOTAL	36.387	41.460	1.922	1.852	(500)	11.960	43.672	44.569

⁽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 impuesto diferido” y “Otros activos no corrientes”.

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

¹ Toda la información presentada a lo largo de esta Nota ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo (ver Nota 2.3) y se concilia con los estados financieros NIIF-UE en el Anexo III. Algunas de estas magnitudes tienen la consideración de Medidas alternativas de Rendimiento (MAR), de acuerdo a las Directrices del ESMA (Para más información, véase el Anexo I del Informe de Gestión Consolidado 2016 en <https://www.repsol.com>).

Otras magnitudes relevantes atribuidas a cada segmento en 2016 y 2015:

	Millones de euros							
	Upstream		Downstream		Corporación y otros		Total	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2015	31/12/2015
Inv. Cont. por el método de la participación	364	300	214	52	3.323	4.970	3.901	5.322
Rdo. Inv. Cont. por el método de la participación	8	-	(18)	(3)	(361)	(466)	(371)	(469)
Dotación de amortización de inmov ⁽¹⁾	(2.393)	(2.995)	(716)	(735)	(64)	(64)	(3.173)	(3.794)
Ingresos / (gastos) por deterioros ⁽²⁾	(352)	(3.570)	(233)	(605)	-	-	(585)	(4.175)
Impuesto sobre beneficios	12	1.515	(545)	(482)	(5)	(124)	(538)	909
Capital Empleado ⁽³⁾	23.853	23.275	9.469	9.758	5.933	7.664	39.255	40.697

⁽¹⁾ Incluye la amortización de sondeos fallidos.

⁽²⁾ Ver Nota 22.

⁽³⁾ 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 2016 y 2015 son los siguientes:

Millones de euros	Inmovilizado Intangible								Total
	Otro Inmovilizado Intangible ⁽⁶⁾								
	Fondo de Comercio	Upstream			Downstream y Corporación				
Permisos de exploración		Aplicaciones Informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación E.SS y otros derechos ⁽³⁾	Aplicaciones Informáticas	Derechos emisión de CO ₂ ⁽²⁾	Concesiones y otros ⁽⁴⁾		
COSTE BRUTO									
Saldo a 1 de enero de 2015	509	1.340	57	68	771	446	57	210	3.458
Inversiones ⁽¹⁾	-	240	17	-	28	60	-	9	354
Retiros o bajas	(32)	(10)	-	-	(46)	-	-	(1)	(89)
Diferencias de conversión	114	125	7	-	11	3	-	(1)	259
Variación del perímetro de consolidación	2.668	-	-	-	-	-	-	89	2.757
Reclasificaciones y otros movimientos	9	45	88	9	19	2	27	(19)	180
Saldo a 31 de diciembre de 2015	3.268	1.740	169	77	783	511	84	287	6.919
Saldo a 1 de enero de 2016	3.268	1.740	169	77	783	511	84	287	6.919
Inversiones ⁽¹⁾	(1)	176	12	-	10	47	-	3	247
Retiros o bajas	-	(42)	(4)	1	(33)	-	-	(2)	(80)
Diferencias de conversión	87	94	5	2	4	1	-	(4)	189
Variación del perímetro de consolidación	(67)	1	(4)	-	(1)	(3)	-	(98)	(172)
Reclasificaciones y otros movimientos	8	360	8	30	5	2	2	9	424
Saldo a 31 de diciembre de 2016	3.295	2.329	186	110	768	558	86	195	7.527
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 de enero de 2015	(11)	(203)	(35)	-	(477)	(302)	-	(148)	(1.176)
Amortizaciones	-	(194)	(22)	(3)	(44)	(32)	-	(1)	(296)
Retiros o bajas	-	12	-	-	44	-	-	-	56
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(158)	(454)	-	(66)	(1)	-	-	(11)	(690)
Diferencias de conversión	-	(20)	(2)	-	(6)	(2)	-	(2)	(32)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	-	(2)	-	3	1
Saldo a 31 de diciembre de 2015	(169)	(859)	(59)	(69)	(484)	(338)	-	(159)	(2.137)
Saldo a 1 de enero de 2016	(169)	(859)	(59)	(69)	(484)	(338)	-	(159)	(2.137)
Amortizaciones	-	(139)	(34)	(1)	(41)	(40)	-	-	(255)
Retiros o bajas	-	35	2	-	32	-	-	2	71
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(20)	(67)	-	66	-	-	(12)	(2)	(35)
Diferencias de conversión	-	(37)	(3)	(2)	(2)	(1)	-	(1)	(46)
Variación del perímetro de consolidación	9	(2)	1	-	1	2	-	-	11
Reclasificaciones y otros movimientos	-	8	(3)	(30)	3	-	(1)	(4)	(27)
Saldo a 31 de diciembre de 2016	(180)	(1.061)	(96)	(36)	(491)	(377)	(13)	(164)	(2.418)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015	3.099	881	110	8	299	173	84	128	4.782
Saldo neto a 31 de diciembre de 2016	3.115	1.268	90	74	277	181	73	31	5.109

(1) Las inversiones en 2016 y 2015 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a la activación de costes de geología y geofísica por importe de 175 y 176 millones de euros en 2016 y 2015, respectivamente.

(2) En el ejercicio 2016, incluye, 68 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2016 de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2015 por importe de 83 millones de euros. 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 Nacional de Asignación y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2014 por importe de 54 millones de euros. Para información adicional sobre los derechos de CO₂, véase la Nota 31.4.

(3) Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (E.E.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 2016 las concesiones en el puerto de A Coruña y Tarragona, y en 2015 adicionalmente incluía las concesiones correspondientes a los permisos de construcción y explotación de proyectos de energía eólica marina en Reino Unido, proyectos vendidos en 2016 (ver la Nota 4.1).

(5) Ver Nota 22.

(6) En 2016 y 2015 “Otro inmovilizado intangible” incluye activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 158 y 151 millones de euros, respectivamente, correspondientes fundamentalmente a los derechos de vinculación de estaciones de servicio. Por otro lado, dicho epígrafe incluye en 2016 y 2015 activos con vida útil indefinida (no amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente) por importe de 6 y 3 millones de euros, respectivamente.

Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros	
	2016	2015
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. ⁽¹⁾	2.666	2.574
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	102	98
Otras compañías	75	155
TOTAL ⁽²⁾	3.115	3.099

⁽¹⁾ Ver Nota 4.2.

⁽²⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 180 y 169 millones de euros en 2016 y 2015 respectivamente.

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2016 y 2015 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Upstream ⁽¹⁾	2.680	2.589
Downstream ⁽²⁾	435	510
Europa	401	422
Resto del Mundo	34	88
TOTAL	3.115	3.099

⁽¹⁾ Corresponde en su práctica totalidad al fondo de comercio que surge de la adquisición de ROGCI en 2015 (ver Nota 4.2), asignado a efectos de evaluar su recuperabilidad al segmento *Upstream*.

⁽²⁾ Corresponde a un total de 9 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 30% del total del segmento.

El fondo de comercio que surge de la adquisición de ROGCI se justifica, entre otros, con las sinergias derivadas de la adquisición como consecuencia de ahorros en funciones corporativas y en funciones soporte que benefician al segmento en su conjunto y que no se pueden asignar a activos específicos con criterios que no sean arbitrarios. En concreto, existen sinergias relevantes; i) por la duplicidad de recursos dedicados a funciones corporativas y de soporte general del negocio, así como por la homogeneización de las condiciones salariales de ambas compañías; ii) las derivadas de la gestión global de las finanzas, por la mejora en las condiciones financieras tanto por la optimización de la financiación entre empresas del grupo como por las mejores condiciones con las que se han sustituido algunos productos con los que se financiaba ROGCI; y iii) las sinergias en los sistemas de información, en los servicios patrimoniales, por la renegociación de seguros, y las que surgen por optimización de procesos y funciones como comunicación externa, responsabilidad corporativa, asuntos institucionales, etc.

Adicionalmente, los principales activos intangibles no reconocidos de forma separada del fondo de comercio que surge de la adquisición de ROGCI son una amplia base de datos sísmicos, tanto 2D como 3D para evaluar el potencial exploratorio de las áreas sobre las que todavía no se posee licencia de exploración y el capital humano organizado que en el momento de la adquisición ascendía a 3.000 personas (excluyendo los negocios conjuntos) que de acuerdo con la normativa contable no es separable como un activo intangible por lo que se ha registrado como parte del fondo de comercio.

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 calculado de acuerdo a la metodología descrita en la Nota 3, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes se han realizado, de manera individualizada, sobre las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad

Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent y HH)	10%
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 2016.

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe “*Inmovilizado material*” y de su correspondiente amortización y pérdidas de valor acumuladas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Millones de euros	Upstream			Downstream y Corporación				Total
	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otro inmovilizado	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	
COSTE BRUTO								
Saldo a 1 de enero de 2015	10.364	2.594	359	2.505	18.566	1.283	714	36.385
Inversiones	912	822	67	14	11	40	732	2.598
Retiros o bajas	(362)	(254)	(39)	(8)	(62)	(9)	(14)	(748)
Diferencias de conversión	1.553	247	40	54	273	27	21	2.215
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	12.532	1.344	92	-	1	2	14	13.985
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(202)	12	12	32	(37)	40	(522)	(665)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	24.797	4.765	531	2.597	18.752	1.383	945	53.770
Saldo a 1 de enero de 2016	24.797	4.765	531	2.597	18.752	1.383	945	53.770
Inversiones	710	252	82	-	8	48	655	1.755
Retiros o bajas	(24)	(285)	(26)	(8)	(91)	(14)	(2)	(450)
Diferencias de conversión	856	130	15	17	93	10	(1)	1.120
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(1.012)	(71)	(39)	(24)	(134)	(123)	(6)	(1.409)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	671	(512)	(83)	(37)	717	160	(892)	24
Saldo a 31 de diciembre de 2016	25.998	4.279	480	2.545	19.345	1.464	699	54.810
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2015	(5.272)	(1.675)	(103)	(958)	(10.405)	(969)	-	(19.382)
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⁾	(2.190)	(405)	(24)	(24)	(496)	(23)	-	(3.162)
Diferencias de conversión	(594)	(112)	(10)	(40)	(128)	(17)	-	(901)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	2	90	(3)	-	268	(10)	-	347
Saldo a 31 de diciembre de 2015	(9.495)	(2.455)	(166)	(1.063)	(11.318)	(1.071)	-	(25.568)
Saldo a 1 de enero de 2016	(9.495)	(2.455)	(166)	(1.063)	(11.318)	(1.071)	-	(25.568)
Amortizaciones ⁽⁴⁾	(1.415)	(117)	(46)	(44)	(596)	(56)	-	(2.274)
Retiros o bajas	6	271	11	4	76	15	-	383
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(30)	(11)	(11)	1	(207)	21	-	(237)
Diferencias de conversión	(354)	(67)	(6)	(13)	(64)	(3)	-	(507)
Variación del perímetro de consolidación	488	45	8	7	63	50	-	661
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	57	(47)	16	24	(22)	1	-	29
Saldo a 31 de diciembre de 2016	(10.743)	(2.381)	(194)	(1.084)	(12.068)	(1.043)	-	(27.513)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015 ⁽³⁾	15.302	2.310	365	1.534	7.434	312	945	28.202
Saldo neto a 31 de diciembre de 2016 ⁽³⁾	15.255	1.898	286	1.461	7.277	421	699	27.297

(1) Ver Nota 4.

(2) En 2016 y 2015 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 Notas 4.1 y 9).

(3) A 31 de diciembre de 2016 y 2015 el importe de las provisiones por deterioro de activos acumuladas ascendía a 4.732 y 4.492 millones de euros, respectivamente.

(4) La disminución en 2016 en el segmento *Upstream* respecto al ejercicio anterior se explica fundamentalmente por las menores amortizaciones de bonos y sondeos exploratorios secos por la reducción de la inversión en exploración, compensado parcialmente por la mayor amortización de los activos productivos incorporados en la combinación de negocios de ROGCI en mayo de 2015 (ver Nota 4.2).

(5) Ver Nota 22.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 5.2 “*Información por áreas geográficas y segmentos*” que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

En el epígrafe "*Inmovilizado Material*" en los ejercicios 2016 y 2015 se incluyen 640 millones de euros y 918 millones de euros respectivamente, correspondientes al valor neto contable de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2016 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 587 millones de euros y a 848 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015 respectivamente (ver Nota 18).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 246 y 261 millones de euros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2017 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2. En 2016 y 2015, el coste medio de activación ha sido 2,97% y 3,55% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 109 y 104 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 583 y 766 millones de euros a 31 de diciembre de 2016, respectivamente y 634 y 1.002 millones de euros a 31 de diciembre de 2015, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.109 y 9.170 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 PARTICIPACIÓN

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	11.797	11.141
Inversiones netas ⁽¹⁾	(1.193)	496
Variaciones del perímetro de consolidación	1	400
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	194	(89)
Dividendos repartidos	(729)	(451)
Diferencias de conversión	312	465
Reclasificaciones y otros movimientos	(206)	(165)
Saldo al cierre del ejercicio	10.176	11.797

⁽¹⁾ En 2016 principalmente incluye la venta del 10% de la participación sobre Gas Natural SDG, S.A. (Ver Nota 4.1) y las aportaciones de capital en BPRY Caribbean Ventures, LLC. y Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.

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⁾	
	2016	2015	2016	2015
Negocios conjuntos	6.713	11.671	(168)	(27)
Asociadas ⁽²⁾	3.463	126	362	(62)
TOTAL	10.176	11.797	194	(89)

(1) Corresponde a los resultados del periodo de operaciones continuadas e interrumpidas. No incluye el Otro resultado integral por importe de 355 millones de euros en 2016 (244 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 109 millones de euros correspondientes a asociadas) y de 462 millones de euros en 2015 (452 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 11 millones de euros correspondientes a asociadas).

(2) En 2016 incluye fundamentalmente las participaciones en Gas Natural SDG, S.A. (anteriormente negocio conjunto hasta la venta del 10% de sus acciones de acuerdo a lo descrito en la Nota 4) y Petrocarabobo, S.A.

El Grupo Repsol en base a los acuerdos de accionistas firmados con cada uno de los socios en cada sociedad, y en virtud de los cuales, las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control, se consideran negocios conjuntos. Destacamos a continuación los más significativos:

Negocios conjuntos

Repsol Sinopec Brasil (RSB)

Repsol, S.A. 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..

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”.

YPFB Andina, S.A.

Repsol tiene una participación del 48,33% en el capital de YPFB Andina, S.A. a través de Repsol Bolivia, S.A., siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Bolivia.

BPRY Caribbean Ventures, LLC. (BPRY)

Repsol participa en BPRY Caribbean Ventures LLC con una inversión del 30% de su capital social a través de Repsol Exploración, S.A., siendo las principales actividades de esta sociedad y sus filiales la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y cualquier otra actividad relacionada incluyendo la construcción y operación de plataformas, oleoductos y otras instalaciones, en Trinidad y Tobago.

Petroquiriquire, S.A.

Repsol participa con un 40% en Petroquiriquire S.A. a través de Repsol Exploración, S.A. Petroquiriquire es una empresa mixta, y por tanto está participada por la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CPV)

con el 56% y PDVSA Social, S.A. con el 4%. Su principal actividad es la producción y venta de petróleo y gas, en la República Bolivariana de Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 22.

Cardón IV.

Repsol participa con un 50% en Cardón IV a través de Repsol Venezuela Gas, S.A. El 50% restante es propiedad del grupo ENI. Cardón IV es una licenciataria de gas cuya principal actividad es la producción y venta de gas en la República bolivariana de Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 22).

Equion Energía Ltd.

Compañía participada al 51% y 49% por Ecopetrol, S.A. y Repsol Oil&Gas Canada, Inc., respectivamente. Equion realiza principalmente actividades de exploración, investigación, explotación, desarrollo y comercialización de hidrocarburos y productos derivados en Colombia. Repsol en base al acuerdo de accionistas con Ecopetrol, S.A. considera a Equion Energía Ltd. como parte de sus negocios conjuntos.

A continuación se presenta información financiera resumida de las inversiones identificadas anteriormente, 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	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardon IV		Equion	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Ingresos de explotación	957	856	266	340	939	1.700	294	484	697	199	393	343
Amortización y provisiones por deterioro	(323)	(339)	(157)	(123)	(638)	(707)	(40)	(776)	(614)	(27)	(232)	(329)
Otros gastos de explotación ⁽¹⁾	(508)	(528)	(110)	(144)	(719)	(1.106)	(452)	(663)	(217)	(117)	(148)	(141)
Resultado de explotación	126	(12)	(1)	73	(418)	(113)	(198)	(955)	(134)	55	13	(127)
Ingresos financieros ⁽²⁾	70	38	159	320	1	(1)	371	-	54	100	14	-
Gastos financieros ^{(2) (3)}	22	(36)	(165)	(366)	(55)	28	108	3	(321)	(180)	(1)	(6)
Resultado entidades valoradas método de la participación neto de impuestos	11	20	(12)	16	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de impuestos	229	10	(19)	43	(472)	(86)	281	(952)	(401)	(25)	26	(133)
Gasto por impuesto	90	(204)	8	(33)	215	44	(587)	122	(99)	-	64	4
Resultado de operaciones continuadas	319	(193)	(11)	10	(257)	(42)	(306)	(830)	(500)	(25)	90	(129)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado atribuido a la sociedad dominante	319	(193)	(11)	10	(257)	(42)	(306)	(830)	(500)	(25)	90	(129)
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	49%	49%
Resultado por integración	191	(116)	(5)	5	(77)	(13)	(122)	(332)	(250)	(13)	44	(63)
Dividendos	121	-	5	54	-	-	164	-	-	-	104 ⁽⁵⁾	84
Otro resultado integral ⁽⁴⁾	178	466	24	54	19	39	(1)	92	4	26	4	12

- (1) En 2016 y 2015 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 170 y 174 millones de euros, respectivamente, derivados fundamentalmente de los compromisos de arrendamiento de las plataformas flotantes de producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 30).
- (2) En 2016 y 2015 RSB incluye intereses netos de deuda por importe de 74 y 64 millones de euros.
- (3) En 2016 y 2015 RSB incluye gastos por actualización financiera de provisiones de desmantelamiento por importe de 7 y 10 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.
- (5) En 2016 Equion ha declarado dividendos por importe de 141 millones de euros (importe por el % de participación de Repsol), de los cuales 37 millones de euros se han repartido en efectivo, y el resto, principalmente a través de la cancelación de los préstamos con el Grupo

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPR Y		Petroquímica		Cardón IV ⁽⁴⁾		Equion	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activos												
Activos no corrientes	4.042	3.745	1.023	959	8.548	6.741	1.048	1.197	3.107	2.879	541	815
Activos corrientes	5.227	4.956	346	477	551	748	4.387	4.148	295	1.035	171	176
Efectivo y equivalentes de efectivo	71	18	120	276	63	64	1	19	24	16	95	99
Otros activos corrientes	5.156	4.938	226	201	488	684	4.386	4.129	271	1.019	76	77
Total Activos	9.269	8.701	1.369	1.436	9.099	7.489	5.435	5.345	3.402	3.914	712	991
Pasivos												
Pasivos no corrientes	582	833	248	202	5.920	5.648	1.325	94	926	2.389	257	335
Pasivos financieros ⁽¹⁾	95	239	-	-	1.561	1.770	517	-	-	2.223	-	-
Otros pasivos no corrientes ⁽²⁾	487	594	248	202	4.359	3.878	808	94	926	166	257	335
Pasivos corrientes	943	497	91	214	1.144	568	3.722	3.873	2.490	1.029	108	119
Pasivos financieros ⁽¹⁾	478	260	-	-	587	-	-	-	2.099	(7)	-	-
Otros pasivos corrientes ⁽²⁾	465	237	91	214	557	568	3.722	3.873	391	1.036	108	119
Total Pasivos	1.525	1.330	339	416	7.064	6.216	5.047	3.967	3.416	3.418	365	454
ACTIVOS NETOS	7.744	7.370	1.030	1.020	2.035	1.273	388	1.378	(14)	496	347	537
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	49%	49%
Participación en los activos netos	4.646	4.422	494	490	611	382	155	551	(7)	248	170	263
Plusvalía / (Minusvalía) ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor contable de la inversión	4.646	4.422	494	490	611	382	155	551	(7)	248	170	263

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

(2) En 2016 y 2015 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento corrientes y no corrientes por importe de 166 y 138 millones de euros.

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

(4) Con respecto a Cardón IV, a 31 de diciembre de 2016 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos correspondiente a su patrimonio neto negativo a dicha fecha.

Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (RSRUK)

Compañía participada por las sociedades Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y Addax Petroleum UK Limited (Addax), 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 tiene registrada una provisión por las obligaciones asociadas a su participación en RSRUK por importe de 1.062 millones de euros (ver Nota 14), siendo el valor de la inversión en esta sociedad en los estados financieros del Grupo nulo. En relación al proceso de arbitraje por la compra de Addax del 49% de las acciones de RSRUK véase Nota 29.

Entidades asociadas

Gas Natural Fenosa (GNF)

Repsol participa en el grupo de GNF a través de una participación del 20% en el capital de Gas Natural SDG, S.A., que le otorga una influencia significativa¹. 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 (ver 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.

A continuación se presenta información financiera resumida de GNF, 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

¹ Como consecuencia del acuerdo de venta del 10% de GNF descrito en la Nota 4.1, Critería y Repsol dieron término al acuerdo entre “la Caixa” y Repsol sobre Gas Natural de 11 de enero de 2000 (modificado posteriormente el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003), mediante el cual ejercían el control conjunto en Gas Natural.

valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

Millones de euros	GNF		Millones de euros	GNF	
	2016	2015		2016	2015
Ingresos de explotación	23.665	26.015	Activos		
Amortización y provisiones por deterioro	(1.759)	(1.750)	Activos no corrientes	38.596	39.275
Otros gastos de explotación	(18.900)	(21.004)	Activos corrientes	8.213	8.772
Resultado de explotación	3.006	3.262	Efectivo y equivalentes de efectivo	2.067	2.390
			Otros activos corrientes	6.146	6.382
Ingresos financieros	130	150	Total Activos	46.809	48.047
Gastos financieros	(955)	(1.044)			
Resultado entidades valoradas método de la participación neto de impuestos	(98)	(4)	Pasivos		
			Pasivos no corrientes	24.713	25.632
Resultado antes de impuestos	2.083	2.364	Pasivos financieros ⁽²⁾	9.480	13.147
Gasto por impuesto	(416)	(573)	Otros pasivos no corrientes	15.233	12.485
			Pasivos corrientes	7.176	8.134
Resultado operaciones continuadas	1.667	1.791	Pasivos financieros ⁽²⁾	2.599	2.596
Resultado operaciones interrumpidas	44	34	Otros pasivos corrientes	4.577	5.538
Resultado atribuido a la sociedad dominante	1.347	1.502	Total Pasivos	31.889	33.766
Participación de Repsol ⁽⁴⁾	20%	30%	ACTIVOS NETOS	14.920	14.281
			Participación de Repsol	20%	30%
Resultado por integración ⁽⁴⁾	362	453	Participación en los activos netos	2.995	4.305
Dividendos	278	278	Plusvalía / (Minusvalía) ⁽³⁾	327	464
Otro resultado integral ⁽¹⁾	160	(91)	Valor contable de la inversión	3.322	4.769

(1) 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.

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

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

(4) Resultado calculado con el 30% de participación durante 2016 hasta la venta de un 10% de GNF en el mes de septiembre (Ver Nota 4.1).

Por último y para los acuerdos conjuntos y sociedades asociadas que sean materiales o de importancia relativa significativa: (i) no existen restricciones legales sobre la capacidad de transferir fondos, (ii) los estados financieros utilizados se refieren a la misma fecha que los de Repsol, S.A. y (iii) no existen pérdidas no reconocidas.

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

Las principales líneas del balance consolidado de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2016 y 2015, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2016	2015
Inmovilizado material y otros activos intangibles	17	197
Otros activos no corrientes	127	65
Activos	144	262
Pasivos no corrientes	(144)	(7)
Pasivos corrientes	(2)	(1)
Pasivos	(146)	(8)
ACTIVOS NETOS	(2)	254

A 31 de diciembre de 2016, los epígrafes “Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta” incluyen fundamentalmente activos en Noruega del segmento *Upstream* cuya venta se encuentra pendiente de ciertas condiciones precedentes.

A 31 de diciembre de 2015, el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” incluye 209 millones de euros correspondientes a la parte de los activos del negocio de gas canalizado en España cuya venta se encontraba pendiente de la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas. La venta de estos activos se ha completado a lo largo de 2016 (ver Nota 4).

(10) ACTIVOS FINANCIEROS

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

	Millones de euros	
	2016	2015
Activos financieros no corrientes	1.204	715
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	-	4
Otros activos financieros corrientes	1.280	1.237
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	64	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.687	2.448
Total	7.235	4.817

(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.

10.1) Clasificación de activos financieros

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2016 y 2015, clasificados por clases de activos es el siguiente:

	31 de diciembre de 2016 y 2015													
	Activos financieros mantenidos para negociar ⁽²⁾		Otros activos financieros a VR con cambios en resultados ⁽³⁾		Activos financieros disponibles para la venta ⁽⁴⁾		Préstamos y partidas a cobrar		Inversiones mantenidas hasta el vencimiento		Derivados de cobertura		Total	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	123	82	-	-	-	-	-	-	123	82
Derivados	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Otros activos financieros	-	-	56	66	-	-	1.025	567	-	-	-	-	1.081	633
Largo plazo / No corriente	-	4	56	66	123	82	1.025	567	-	-	-	-	1.204	719
Derivados	95	477	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	95	478
Otros activos financieros	-	-	10	11	-	-	1.247	1.170	4.679	2.439	-	-	5.936	3.620
Corto plazo / Corrientes	95	477	10	11	-	-	1.247	1.170	4.679	2.439	-	1	6.031	4.098
TOTAL ⁽¹⁾	95	481	66	77	123	82	2.272	1.737	4.679	2.439	-	1	7.235	4.817

(1) En el epígrafe “*Otros activos no corrientes*” y en el epígrafe “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” del balance consolidado se incluyen, en 2016, 323 millones de euros a largo plazo y 4.832 millones a corto plazo, y en 2015, 175 millones de euros a largo plazo y 4.254 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en la tabla anterior.

(2) Incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 17).

(3) Incluyen, entre otros, participaciones en fondos de inversión.

(4) Incluye las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

En 2016 y 2015, dentro de “*Préstamos y partidas por cobrar*” 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, incluida la línea de crédito otorgada a Petroquiriquire, véase Nota 22), por importe de 2.231 y 1.734 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 107 y 94 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 2016 y 2015 se encuentran totalmente provisionados por importe de 1.863 millones de euros.

La rentabilidad devengada por los “*Préstamos y partidas a cobrar*” asciende a un interés medio de 6,92% y 4,73% en 2016 y 2015, respectivamente.

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

Vencimiento en	Millones de euros	
	2016	2015
2016	-	-
2017	-	254
2018	-	-
2019	289	281
2020	180	-
Años posteriores	556	32
Total	1.025	567

A continuación se detalla el valor contable de las “*Inversiones mantenidas hasta el vencimiento*” a 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Millones de euros	
	2016	2015
Inversiones Financieras temporales	2	2
Equivalentes de efectivo	1.470	126
Caja y Bancos	3.207	2.311
Total	4.679	2.439

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 0,09% y 0,25% en 2016 y 2015, respectivamente.

10.2) Valor razonable

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

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activos financieros mantenidos para negociar	6	298	89	183	-	-	95	481
Otros activos financieros a VR con cambios en resultados	66	77	-	-	-	-	66	77
Activos financieros disponibles para la venta ⁽¹⁾	1	1	-	-	-	-	1	1
Derivados de cobertura	-	-	-	1	-	-	-	1
Total	73	376	89	184	-	-	162	560

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 122 y 81 millones de euros en 2016 y 2015, 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.

Los “Préstamos y partidas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento” son valoradas a coste amortizado, que coincide con su valor razonable.

(11) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Crudo y gas natural	1.187	786
Productos terminados y semiterminados	2.110	1.754
Materiales y otras existencias	308	313
Total ⁽¹⁾	3.605	2.853

⁽¹⁾ Incluye provisiones por valoración de las existencias por importe de 28 y 117 millones de euros al 31 de diciembre de 2016 y 2015 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -7 y 69 millones de euros respectivamente (-2 y 120 millones de euros en 2015).

A 31 de diciembre de 2016 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 458 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 70 millones de euros. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, curvas forward del mercado en función del plazo de valoración de las operaciones. Las principales variables utilizadas son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt’s, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas o de mercado (mark to market) en caso de estar disponibles.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2016 y 2015 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 2016 y 2015 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	3.242	2.738
Provisión por insolvencias	(131)	(131)
Clientes por ventas y prestación de servicios	3.111	2.607
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.395	1.337
Deudores por operaciones con el personal	42	43
Administraciones públicas	284	268
Derivados por operaciones comerciales (Nota 10 y 17)	64	413
Otros deudores	1.785	2.061
Activos por impuesto corriente	989	1.013
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.885	5.681

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	131	122
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	(3)	13
Variaciones de perímetro de consolidación	(1)	-
Diferencias de conversión	2	5
Reclasificaciones y otros movimientos	2	(9)
Saldo al cierre del ejercicio	131	131

(13) PATRIMONIO NETO

	Millones de euros	
	2016	2015
Fondos propios	28.487	26.843
Capital social	1.496	1.442
Prima de Emisión y Reservas	24.331	26.258
Prima de Emisión ⁽¹⁾	6.428	6.428
Reserva legal ⁽²⁾	259	259
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽³⁾	17.644	19.571
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(1)	(248)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1.736	(1.398)
Dividendo y retribuciones	(99)	(228)
Otros instrumentos de patrimonio	1.024	1.017
Otro resultado global acumulado	2.380	1.691
Intereses minoritarios	244	228
TOTAL PATRIMONIO NETO	31.111	28.762

⁽¹⁾ 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 (TRLSC) y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

⁽²⁾ De acuerdo con el TRLSC, 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.

⁽³⁾ Incluye 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).

13.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2016 y 2015 estaba representado por 1.465.644.100 y 1.400.361.059 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 2017, que se explica a continuación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.496.404.851 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 2016.

El 20 de mayo de 2016 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 2015 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2016, 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 2016 y la segunda en diciembre de 2016 y enero de 2017. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2016	Dic. 2016 / Enero 2017
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra ⁽¹⁾	35,46%	20,25%
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio garantizado	24 de junio	30 de diciembre
	Precio fijo garantizado por derecho	0,292 € brutos / derecho	0,335 € brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	149 millones de €	99 millones de euros
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	64,54%	79,75%
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	39	38
	Nuevas acciones emitidas	23.860.793	30.760.751
	Incremento capital social aproximado	1,65%	2,10%
	Cierre ampliación de capital	6 de julio	10 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 consolidado a 31 de diciembre de 2016 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 por importe de 99 millones de euros.

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

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
Fundación Bancaria Caixa d’Estatvis y Pensions de Barcelona ⁽¹⁾	9,84
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	8,20
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	4,49
Blackrock, Inc. ⁽⁴⁾	3,04

- ⁽¹⁾ La Fundación Bancaria Caixa d’Estatvis 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., Sacyr Investments, S.A. y Sacyr Securities, S.A.

- ⁽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. La información relativa a Blackrock, Inc. se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 15 de enero de 2016 sobre la cifra de capital social a dicha fecha.

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.

A 31 de diciembre de 2016 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.	1.465.644.100	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia) Buenos Aires OTCQX ⁽²⁾	13,42 213,00 14,10	12,75 206,04 13,76	euros pesos dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	17,91	17,18	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	3.534.890.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,23	0,24	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) Acciones y participaciones en patrimonio propias

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

	2016			2015		
	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	18.047.406	248	1,25 %	7.689.371	127	0,56 %
Compras mercado	21.693.728	254	1,45%	20.480.001	301	1,42%
Ventas mercado	(39.740.591)	(501)	2,66%	(10.642.495)	(174)	0,74%
Enajenación opciones s/ acciones propias	-	-	-	(400.000)	(6)	0,03%
Plan Adquisición de Acciones empleados ⁽¹⁾	725.352	8	0,05%	754.845	8	0,05%
Plan de Fidelización 2012-2015 ⁽¹⁾	-	-	-	54.435	0	0,00%
Plan de Fidelización 2013-2016 ⁽¹⁾	23.815	-	0,00%	-	-	-
Repsol Dividendo Flexible ⁽²⁾	93.642	-	0,01%	920.529	-	-
Saldo al cierre del ejercicio ⁽³⁾	94.185	1	0,01 %	18.047.406	248	1,25 %

Nota: Operaciones realizadas al amparo de la autorización conferida por la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 28 de marzo de 2014, en virtud de la cual 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 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 de los Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual, han sido entregadas a los empleados (ver Nota 28.4).

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

⁽³⁾ Durante 2016, Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. ha vendido un total 26 millones de acciones de Repsol, S.A. Adicionalmente, ha contratado con entidades financieras equity swaps sobre un notional total de 40 millones de acciones de Repsol, S.A., por los que se transfieren al Grupo el riesgo económico y los derechos económicos inherentes al subyacente, los cuales han sido liquidados en el ejercicio.

13.3) Otros instrumentos de patrimonio

El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance, B.V. (en adelante “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 condiciones¹.

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 registró 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 (ver apartado 17 de la Nota 2.2). El gasto financiero neto de impuestos por el cupón del bono subordinado se ha registrado en el epígrafe “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*” por importe de 28 millones de euros netos de impuestos.

13.4) Dividendos y retribución al accionista

Durante 2016 y 2015 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 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
Diciembre 2015/Enero 2016	489.071.582	0,466	228	41.422.248	425
Junio/Julio 2016	511.212.326	0,292	149	23.860.793	272

Adicionalmente, en enero de 2017 en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2016, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 99 millones de euros (0,335 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 30.760.751 acciones, por un importe equivalente de 392 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, mediante la implementación de una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario

¹ El 16 de marzo de 2016, RIF y Repsol, S.A. asumieron el compromiso de no instar la amortización anticipada cuando una agencia de calificación crediticia otorgue al bono un contenido *equity* inferior al otorgado en la fecha de emisión como consecuencia de la aplicación de una metodología distinta de valoración debido a cambios en la calificación crediticia otorgada al emisor y/o al garante (uno de los supuestos de amortización anticipada a instancia del emisor – “*Capital Event*” – descrito en los términos y condiciones de la emisión).

13.5) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2016 y 2015 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2016	2015
Petronor, S.A.	133	110
Refinería La Pampilla, S.A.	67	57
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	31	31
Inch Cape Offshore ⁽¹⁾	-	21
Otras compañías	13	9
Total	244	228

⁽¹⁾ Sociedad enajenada en mayo de 2016 como parte de la operación de venta del negocio eólico en Reino Unido al grupo chino SDIC Power (ver Nota 4).

(14) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2016 y 2015, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2016 y 2015, han sido los siguientes:

	Millones de euros			
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes			
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2015	454	1.159	1.013	2.626
Dotaciones con cargo a resultados ^{(1) (2)}	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 ⁽⁴⁾	2.086	-	3.226	5.312
Diferencias de conversión	(94)	122	79	107
Reclasificaciones y otros	(213)	-	(152)	(365)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	2.230	1.194	3.780	7.204
Dotaciones con cargo a resultados ^{(1) (2)}	103 -	209	816	1.128
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	(36) -	(3)	(517)	(556)
Cancelación por pago ⁽⁵⁾	(57) -	(220)	(585)	(862)
Variaciones del perímetro de consolidación	(80) -	-	1	(79)
Diferencias de conversión	99 -	32	94	225
Reclasificaciones y otros	76 -	(53)	(84)	(61)
Saldo a 31 de diciembre de 2016	2.335	1.159	3.505	6.999

⁽¹⁾ Incluye 191 y 123 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2016 y 2015. En 2016, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de 124 y - 130 millones de euros.

⁽²⁾ En 2016 incluye, principalmente, la dotación por reestructuración de plantillas por importe de 479 millones de euros y la dotación por contratos de alquiler de plataformas de perforación por importe de 94 millones de euros. En 2015 incluye la dotación por contratos de alquiler de plataformas de perforación por importe de 160 millones de euros, respectivamente.

⁽³⁾ En 2016 incluye, fundamentalmente, impactos asociados a la desinversión de YPF y cuyo impacto ha sido reconocido en el epígrafe “Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas” por importe de 299 millones de euros. 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.

⁽⁴⁾ El epígrafe “Variaciones del perímetro de consolidación” incluye en 2015 fundamentalmente las provisiones asociadas a la combinación de negocios de ROGCI (ver Nota 4.2) correspondientes a: i) desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos, por importe de 2.042 millones de euros; ii) contingencias fiscales (ver Nota 20) y legales (Nota 29) y compromisos por pensiones y otras provisiones por un importe agregado de 1.115 millones de euros; y iii) por las obligaciones asociadas a la participación en sus negocios conjuntos, por importe de 1.668 millones de euros, fundamentalmente por las obligaciones adquiridas en RSRUK por importe de 1.515 millones de euros (Ver Nota 8).

⁽⁵⁾ En 2016 incluye, principalmente, en “Contratos onerosos” los pagos por contratos de plataformas de perforación y de otros contratos a largo plazo onerosos y en “Otras provisiones”, los pagos por reestructuración de plantillas.

El epígrafe de “Otras provisiones” incluye fundamentalmente las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas de reclamaciones fiscales (ver Nota 20), litigios y arbitrajes (ver Nota 29), riesgos medioambientales (ver Nota 31.2), consumo de los derechos de CO₂ (ver Nota 31.4), compromisos por pensiones (ver Nota 28.2), incentivos a los empleados (ver Nota 28.3 y 28.4), reestructuración de plantillas y otras provisiones para cubrir obligaciones derivadas de la participación en otras sociedades.

En este sentido, durante el año 2016 han continuado las actuaciones necesarias para materializar la reducción de plantilla anunciada en el Plan Estratégico 2016-2020.

En el acta de la Comisión de seguimiento del VII Acuerdo Marco firmada el 8 de junio entre la representación sindical y la dirección de Repsol, se acordó que el mecanismo más adecuado para llevar a cabo el ajuste de plantilla en España era la tramitación de un procedimiento de despido colectivo.

Dichos despidos se han tramitado en cada una de las empresas afectadas de acuerdo a lo previsto por el régimen laboral vigente culminando su proceso en el mes de julio con la firma del Acta de finalización del periodo de consultas y su posterior comunicación al Ministerio de Empleo y Seguridad Social. El criterio de designación de las personas afectadas ha tenido en cuenta la edad de los empleados, en función de la empresa y el centro de trabajo a que pertenezca.

A 31 de diciembre de 2016, “Otras provisiones” recoge una provisión por reestructuración calculada bajo las condiciones acordadas en el marco del citado despido colectivo en España por importe de 212 millones de euros por el valor actual de la mejor estimación de los desembolsos futuros correspondientes a las personas incluidas en el citado plan que causarán baja. Durante 2016, y desde su registro inicial, se han pagado 103 millones de euros por este concepto. Se estima que los pagos relacionados con esta provisión continuarán hasta el año 2022.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2016. 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	98	753	1.484	2.335
Provisión por contratos onerosos	159	463	537	1.159
Otras provisiones	615	2.003	887	3.505
TOTAL	872	3.219	2.908	6.999

(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	
	2016	2015
Pasivos financieros no corrientes	9.482	10.581
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	-	1
Pasivos financieros corrientes	6.909	7.073
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	282	129
TOTAL	16.673	17.784

⁽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.

15.1 Clasificación de los pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2016									
	Pasivos financieros mantenidos para negociar		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura		Total		Valor Razonable	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.491	1.543	-	-	1.491	1.543	1.496	1.543
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	7.905	8.939	-	-	7.905	8.939	8.328	8.878
Derivados	-	1	-	-	86	90	86	91	86	91
Otros pasivos financieros	-	-	-	9	-	-	-	9	-	9
Largo plazo / No corriente	-	1	9.396	10.491	86	90	9.482	10.582	9.910	10.521
Deudas con entidades de crédito	-	-	837	1.707	-	-	837	1.707	837	1.707
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	2.855	2.376	-	-	2.855	2.376	2.875	2.380
Derivados	303	193	-	-	3	5	306	198	306	198
Otros pasivos financieros	-	-	3.193	2.921	-	-	3.193	2.921	3.193	2.921
Corto plazo / Corriente	303	193	6.885	7.004	3	5	7.191	7.202	7.211	7.206
TOTAL ⁽¹⁾	303	194	16.281	17.495	89	95	16.673	17.784	17.121	17.727

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2016 y 2015, el balance recoge 1.550 y 1.540 millones de euros en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y 208 y 206 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.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2016 y 2015 se detalla en la Nota 16.

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

	2016		2015	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	3.562	1,81%	3.304	1,60%
Obligaciones y otros valores negociables	10.152	3,33%	10.324	3,76%
Otros pasivos financieros	2.984	1,83%	2.904	1,39%
TOTAL	16.698	2,74%	16.532	2,91%

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 y Perú. Adicionalmente, incluye la disposición de líneas de financiación a corto plazo otorgadas por entidades de crédito.

Obligaciones y otros valores negociables

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2016

- En enero de 2016, RIF, al amparo del “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Tern Note Programme” (“Programa EMTN”) ha emitido un bono senior garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 100 millones de euros y vencimiento en 2031 y con un cupón fijo anual del 5,375%, pagadero anualmente a partir del 27 de enero de 2017.
- En febrero de 2016 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por RIF en diciembre de 2011 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 850 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,25%.
- En marzo de 2016 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por ROGCI en marzo de 2009 por importe nominal de 150 millones de dólares y un cupón del 8,5%.

- En julio de 2016, RIF, al amparo del Programa EMTN, ha emitido dos bonos senior garantizados por Repsol, S.A., uno de ellos de vencimiento a 2 años por importe de 600 millones de euros y un cupón trimestral de Euribor 3 meses + 70 puntos básicos pagadero cada trimestre a partir del 6 de octubre de 2016, y el otro de vencimiento a 3 años por importe de 100 millones de euros y un cupón fijo anual del 0,125%, pagadero anualmente a partir del 15 de julio de 2017.
- En 2016, ROGCI ha recomprado bonos de las emisiones con vencimiento en los años 2019, 2021, 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 por un valor nominal total de 631 millones de dólares. Como consecuencia de la cancelación de los bonos recomprados, se ha reconocido un efecto positivo de 49 millones de euros antes de impuestos en el epígrafe “Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros”.

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

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽⁵⁾
US87425EAE32 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	oct-97	Dólar	55	7,250%	oct-27	-
XS0145515655	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	abr-02	Libras	250	6,625%	dic-17	LSE
US87425EAH62 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	may-05	Dólar	90	5,750%	may-35	-
US87425EAJ29 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	ene-06	Dólar	131	5,850%	feb-37	-
US87425EAK91 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	nov-06	Dólar	119	6,250%	feb-38	-
XS0287409212 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	feb-07	Euro	886	4,750%	feb-17	LuxSE
US87425EAL74 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	jun-09	Dólar	364	7,750%	jun-19	-
US87425EAM57 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	nov-10	Dólar	241	3,750%	feb-21	-
XS0733696495 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
US87425EAN31 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	may-12	Dólar	97	5,500%	may-42	-
XS0831370613 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	sep-12	Euro	750	4,375%	feb-18	LuxSE
XS0933604943 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
XS0975256685 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
XS1148073205 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
XS1207058733 ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% ⁽⁴⁾	mar-75	LuxSE
XS1334225361 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE
XS1352121724 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-16	Euro	100	5,375%	ene-31	LuxSE
XS1442286008 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	600	Eur. 3M +70 p.b.	jul-18	LuxSE
XS1451452954 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	100	0,125%	jul-19	LuxSE

⁽¹⁾ Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN garantizado por Repsol, S.A., renovado en septiembre de 2016.

⁽²⁾ Bono subordinado emitido por RIF con la garantía de Repsol, S.A. No corresponde a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda.

⁽³⁾ Emisiones realizadas por ROGCI 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⁾ LuxSE (Luxembourg Stock Exchange) y LSE (London Stock Exchange). No se consideran sistemas multilaterales de negociación u otros centros de negociación o mercados no oficiales OTC (over-the-counter).

Adicionalmente, RIF 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 y actualizado el 29 de julio de 2016. Al amparo de este programa se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2016 de 1.473 millones de euros (1.163 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Por último, el Programa de U.S. Commercial Paper (USCP) de ROGCI, formalizado en octubre de 2011 por importe máximo de 1.000 millones de dólares, fue cancelado en 2016. Las emisiones realizada a su amparo habían quedado ya totalmente canceladas a 31 de diciembre de 2015.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2015

- El 25 de marzo de 2015, 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 condiciones¹.

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.

- El 15 de mayo de 2015 venció un bono emitido en 2005 por ROGCI por importe de 334 millones de euros y un cupón del 5,125%.
- En noviembre de 2015, ROGCI 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. La recompra alcanzó bonos por un valor nominal total de 1.572 millones de dólares y tuvo un descuento del 14,5%, cuyo pago tuvo lugar el 11 de diciembre.

El 23 de diciembre, ROGCI 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 reconoció en los estados financieros del ejercicio 2015 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.

- El 16 de diciembre de 2015, RIF, al amparo del Programa EMTN, emitió un bono senior garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 600 millones de euros y vencimiento en 2020, y con un cupón fijo anual de 2,12%, pagadero anualmente a partir del 16 de febrero de 2016.

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 6.736 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*” – aplicables al emisor y al garante) 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 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016 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

¹ El 16 de marzo de 2016, RIF y Repsol, S.A. asumieron el compromiso de no instar la amortización anticipada cuando una agencia de calificación crediticia otorgue al bono un contenido *equity* inferior al otorgado en la fecha de emisión como consecuencia de la aplicación de una metodología distinta de valoración debido a cambios en la calificación crediticia otorgada al emisor y/o al garante (uno de los supuestos de amortización anticipada a instancia del emisor – “*Capital Event*” – descrito en los términos y condiciones de la emisión).

condiciones aplican al bono subordinado de 1.000 millones de euros descrito en la Nota 13.3.

Por otro lado, las emisiones realizadas por ROGCI, representativas de deuda ordinaria por un importe nominal de 1.331 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” – aplicables al emisor y a sus filiales principales) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y de sus filiales principales gravámenes en garantía de otras deudas y obligaciones, incluidas futuras emisiones de títulos representativos de deuda.

El 25 de mayo de 2016, ROGCI ha procedido a la cancelación de una línea de crédito sindicada por importe de 3.000 millones de dólares y una línea de crédito bilateral por importe de 200 millones de dólares, ambas disponibles de utilización hasta marzo y octubre de 2019 respectivamente, las cuales no estaban dispuestas a fecha de cancelación y que incluían un covenant sobre el ratio financiero (Deuda Consolidada/ Cash Flow) que establecía que trimestralmente la deuda no podía 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.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 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.

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 3.193 y 2.930 millones de euros en 2016 y 2015, 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 2016 y 2015 presenta un saldo para el Grupo de 2.942 y 2.819 millones de euros, respectivamente. Este préstamo se renueva anualmente y su importe puede ser requerido en base a los niveles de autorización acordados.

15.2 Valor razonable

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	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Pasivos financieros mantenidos para negociar	215	4	88	190	-	-	303	194
Derivados de cobertura	-	-	89	95	-	-	89	95
TOTAL	215	4	177	285	-	-	392	289

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.

(16) RIESGOS FINANCIEROS¹

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 precio de materias primas (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 “*Otro resultado global*”) 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 (Ver Nota 15), ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 17).

¹ Repsol dispone de un Sistema de Gestión Integrado de Riesgos (SGIR) con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. Para más información en relación a SGIR e información adicional sobre los factores de riesgo a los que está expuesto el Grupo, véase el apartado 8. “Riesgos” del Informe de Gestión 2016 (<https://www.repsol.com>).

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 euro frente al dólar se detalla a continuación:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2016	2015
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	(27)	15
	-5%	30	(16)
Efecto en el patrimonio neto	5%	202	186
	-5%	(223)	(205)

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 2016 y 2015 la deuda financiera neta a tipo fijo ascendía a 9.302 y 10.697 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 100% y 80%, 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	
		2016	2015
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	-	(10)
	-50	-	10
Efecto en el patrimonio neto	+50	14	14
	-50	(14)	(14)

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 2016 y 2015, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos, gas natural y productos derivados hubiera supuesto aproximadamente 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	
		2016	2015
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(33)	(6)
	-10%	33	6

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 suficientes para cubrir en 1,3 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.429 y 6.360 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2016 y 2015:

31 de diciembre de 2016	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes	
Proveedores	2.128	-	-	-	-	-	2.128
Otros acreedores	4.365	-	-	-	-	-	4.365
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	7.068	1.918	1.961	2.155	1.529	5.810	20.441
Derivados ⁽²⁾	130	12	10	9	8	35	204

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

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

⁽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 registrados en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y “Otros acreedores” del balance de situación consolidado.

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 consolidado netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 4.746 y 4.119 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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 Nota 22.3).

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

Vencimientos	Millones de euros	
	2016	2015
Deuda no vencida	4.403	3.804
Deuda vencida 0-30 días	192	167
Deuda vencida 31-180 días	67	103
Deuda vencida mayor a 180 días	84	45
TOTAL	4.746	4.119

El Grupo evalúa de forma periódica la existencia de evidencias objetivas de deterioro de valor después del reconocimiento inicial de un activo financiero y en caso de determinar que se ha incurrido en una pérdida crediticia se procede a la dotación de la correspondiente provisión por insolvencia. Entre los criterios evaluados para la dotación de estas provisiones figuran los siguientes:

- 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 2016 y 2015. 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 consolidado netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por deterioro se desglosan en la Nota 10 “*Activos financieros*”.

La exposición máxima (previa a correcciones valorativas por deterioro) 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 2016 y 2015:

Exposición máxima	Nota	Millones de euros	
		2016	2015
- Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	10	3.174	2.613
- Deudas comerciales	12	4.960	4.249
- Derivados	10	95	481
- Efectivo y Equivalente al efectivo	10	4.687	2.448
- Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	10	1.249	1.172

⁽¹⁾ No incluye derivados. A 31 de diciembre de 2016 y 2015 Incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que fueron totalmente provisionados.

⁽²⁾ Incluye fundamentalmente préstamos y las partidas a cobrar corrientes.

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 9%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

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

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.992 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y de 3.798 millones de euros a 31 de diciembre de 2015. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascienden a 801 y 715 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2016, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 6 millones de euros. En 2015 esta cifra se situó en 12 millones de euros.

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.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2016 y 2015, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2016	2015
Pasivos financieros no corrientes	9.482	10.581
Pasivos financieros corrientes	6.909	7.073
Activos financieros no corrientes	(1.204)	(715)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 10)	83	82
Otros activos financieros corrientes	(1.280)	(1.237)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(4.687)	(2.448)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 17)	(87)	(92)
Deuda neta negocios conjuntos	(1.112)	(1.310)
Deuda financiera neta ^{(1) (2)}	8.104	11.934
Patrimonio neto	31.111	28.762
Capital empleado neto ^{(1) (3)}	39.215	40.696
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	20,7%	29,3%

(1) Magnitudes calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3. Para más información véase el Anexo I “Medidas Alternativas de Rendimiento” del Informe de Gestión 2016 (<https://www.repsol.com>).

(2) No incluye 1.758 y 1.747 millones de euros respectivamente correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 18).

(3) En 2016 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 Y OTROS

A continuación se detalla el desglose en el balance de situación consolidado de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2016 y 2015 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		Total Valor Razonable	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
31 de diciembre										
Coberturas de Flujo de Efectivo	-	-	-	1	(86)	(90)	(3)	(3)	(89)	(92)
De tipo de interés	-	-	-	-	(86)	(90)	(2)	(3)	(88)	(93)
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De precio de producto	-	-	-	1	-	-	(1)	-	(1)	1
Coberturas de Inversión Neta	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Otras operaciones con derivados	-	4	95	477	-	(1)	(303)	(193)	(208)	287
De tipo de cambio	-	-	31	65	-	-	(22)	(64)	9	1
De precio de producto	-	4	64	412	-	(1)	(281)	(129)	(217)	286
TOTAL ⁽¹⁾	-	4	95	478	(86)	(91)	(306)	(198)	(297)	193

⁽¹⁾ Incluye en 2016 y 2015 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a -87 y -98 millones de euros, respectivamente.

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

Millones de euros	Resultado de explotación		Resultado financiero		Ajustes por cambios de valor	
	2016	2015 ⁽¹⁾	2016	2015	2016	2015
Cobertura de flujos de efectivo	(4)	25	(30)	(27)	18	562
Cobertura de inversión neta	(12)	(13)	-	-	(168)	(12)
Otras operaciones	(226)	380	189	1.045	-	-
Total	(242)	392	159	1.018	(150)	550

⁽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 2016 y 2015.

17.1) Coberturas contables

Las operaciones más significativas corresponden a:

- Instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento *Upstream* cuyo nocional a dicha fecha asciende a 3.058 millones de dólares estadounidenses (2.722 millones de euros). A 31 de diciembre de 2015 el nocional de las coberturas de inversión neta ascendía a 296 millones de dólares estadounidenses (270 millones de euros).
- Las coberturas contratadas en 2016 y 2015 sobre el precio de productos correspondían fundamentalmente a coberturas de flujos de efectivo en dólares, para cubrir la variabilidad de los precios del gas y con vencimiento inferior a un año. A 31 de diciembre de 2016 su nocional asciende a

28 millones de euros y su valor razonable a -1 millón de euros. A 31 de diciembre de 2015 su nocional ascendía a 23 millones de euros y su valor razonable a 1 millón de euros.

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas durante el ejercicio 2014 por un nocional de 1.500 millones de euros para cubrir las emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015 (ver Nota 15). A través de las mismas, el Grupo pagó un tipo de interés medio ponderado de 1,762 % y recibió Euribor a 6 meses. A 31 de diciembre de 2016 el impacto en resultados ha ascendido a 15 millones de euros (9 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), el valor razonable registrado en patrimonio neto pendiente de registrar en resultados ascendió a -92 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2016 (-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 nocional equivalente de 352 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y un valor razonable negativo por importe de 88 millones de euros. A 31 de diciembre de 2015 su nocional ascendía a 353 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 92 millones de euros.
- En marzo de 2015 el Grupo compró a plazo, mediante forwards y swaps de divisa, un importe nominal de 8.289 millones de dólares estadounidenses y 201 millones de dólares canadienses, designados como cobertura contable de flujos de efectivo asociada a la adquisición de ROGCI (ver Nota 4.2). El efecto acumulado por valoración a mercado reconocido en el epígrafe “Otro resultado global” del patrimonio neto, ascendía a 525 millones de euros antes de impuestos, considerados como mayor coste de la adquisición.

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 2016 y 2015 es el siguiente:

Millones de euros	VENCIMIENTO VALORES RAZONABLES											
	2016						2015					
	2017	2018	2019	2020	Sig.	Total	2016	2017	2018	2019	Sig.	Total
De tipo de cambio	9	-	-	-	-	9	1	-	-	-	-	1
De precio de producto	(217)	-	-	-	-	(217)	283	3	-	-	-	286
Compromisos de compra	620	-	-	-	-	620	(750)	-	-	-	-	(750)
Compromisos de venta	(676)	-	-	-	-	(676)	886	-	-	-	-	886
Opciones	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Swaps	-	-	-	-	-	-	159	-	-	-	-	159
Forwards	(171)	-	-	-	-	(171)	2	-	-	-	-	2
Otros ⁽¹⁾	10	-	-	-	-	10	(13)	3	-	-	-	(10)
TOTAL	(208)	-	-	-	-	(208)	284	-	-	-	-	287

⁽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 el apartado 2.25 de la Nota 2.

Las unidades físicas y el valor razonable de los derivados de precio de producto se desglosan a continuación:

	31/12/2016 (Unidades Físicas)	Valor Razonable (Millones de euros)		31/12/2015 (Unidades Físicas)	Valor Razonable (Millones de euros)
Contratos de compra		620	Contratos de compra		(750)
IPE GO (Miles de Toneladas)	201	14	IPE GO (Miles de Toneladas)	563	(40)
BRENT (Miles de barriles)	5.809	164	BRENT (Miles de barriles)	24.770	(241)
NYMEX HHO (Miles de galones)	239	203	NYMEX HHO (Miles de galones)	1.200.528	(402)
RBOB (Miles de galones)	205	191	RBOB (Miles de galones)	638.106	(58)
WTI (Miles de Barriles)	797	39	WTI (Miles de Barriles)	-	-
Otros	n/a	9	Otros	n/a	(9)
Contratos de venta		(675)	Contratos de venta		886
IPE GO (Miles de Toneladas)	419	(20)	IPE GO (Miles de Toneladas)	1.038	108
BRENT (Miles de barriles)	6.586	(174)	BRENT (Miles de barriles)	26.234	260
NYMEX HHO (Miles de galones)	294	(207)	NYMEX HHO (Miles de galones)	1.272.138	446
RBOB (Miles de galones)	203	(192)	RBOB (Miles de galones)	686.490	62
WTI (Miles de barriles)	255	(44)	WTI (Miles de barriles)	1.603	10
Physical SoNat (Miles de galones)	110.771	37	Physical SoNat (Miles de galones)	-	-
Physical Tenn 800Leg (Miles de galones)	243.962	(25)	Physical Tenn 800Leg (Miles de galones)	-	-
Physical Tenn 500Leg (Miles de galones)	686.134	(17)	Physical Tenn 500Leg (Miles de galones)	-	-
GO (Miles de toneladas)	417	(14)	GO (Miles de toneladas)	-	-
Physical Dom South (Miles de galones)	70.992	(14)	Physical Dom South (Miles de galones)	-	-
Otros	n/a	(5)	Otros	n/a	-
Swaps		(172)	Swaps		158
NAT GAS FUTS (MMBTU)	6.654.023	(36)	NAT GAS FUTS (Miles de galones)	8.160.013	61
Fuel Oil (Miles de Toneladas)	5.154	(57)	Fuel Oil (Miles de Toneladas)	7.334	49
Crudo (Miles de Toneladas)	25.551	(54)	Crudo (Miles de toneladas)	5.455	25
NAFTA (Miles de toneladas)	1.566	3	NAFTA (Miles de Toneladas)	40.543	23
Jet (Miles de Toneladas)	338	(1)	Jet (Miles de Toneladas)	376	15
Otros	n/a	(27)	Otros	n/a	(14)
Otros	n/a	10	Otros	n/a	(9)
TOTAL		(217)	TOTAL		286

Durante el ejercicio 2016, se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 134 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	
	2016	2015
Deudas por arrendamientos financieros	1.550	1.540
Fianzas y depósitos	121	143
Ingresos diferidos ⁽¹⁾	39	30
Otros	299	229
Total	2.009	1.942

⁽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 2016 y 2015 es el siguiente:

	Millones de euros		Millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2016	2015	2016	2015
Durante el siguiente ejercicio	221	218	208	207
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	830	814	633	624
A partir del 6º ejercicio	2.434	2.539	917	916
	3.485	3.571	1.758	1.747
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.727)	(1.824)		
Total	1.758	1.747		

Registrado contable	2016	2015
Deuda por arrendamiento financiero no corriente	1.550	1.540
Deuda por arrendamiento financiero corriente (Nota 19)	208	207
Total	1.758	1.747

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2016 ha ascendido al 9,04% (8,95% a 31 de diciembre de 2015).

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 2016 y 2015, el importe registrado en este epígrafe ascendía a 466 millones de dólares (442 millones de euros) y 476 millones de dólares (437 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 2016 y 2015 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.164 millones de dólares (1.104 millones de euros) y 1.189 millones de dólares (1.092 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 “*Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar*”:

	Millones de euros	
	2016	2015
Proveedores	2.128	1.799
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 18)	208	207
Administraciones Públicas acreedoras	535	504
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	282	129
Otros	3.340	3.134
Otros acreedores	4.365	3.975
Pasivo por impuesto corriente	317	245
Total	6.810	6.019

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 2016 de acuerdo con la disposición adicional única de la resolución anteriormente mencionada es la siguiente:

	Días	
	2016	2015
Período medio de pago a proveedores ⁽¹⁾	27	29
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	27	29
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	22	30

	Millones de euros	
	2016	2015
Total pagos realizados	10.450	10.992
Total pagos pendientes	219	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).

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 2016 es de 55, 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 2016 a un tipo general de gravamen del 25%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 30%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

Destacamos a continuación un resumen de las reformas legislativas introducidas en España más relevantes para el Grupo Repsol:

- El 30 de septiembre de 2016 se aprobó el Real Decreto-ley 2/2016 que modifica el sistema de pagos fraccionados a cuenta de la liquidación del Impuesto sobre Sociedades. Dicho Real Decreto-ley reintroduce en nuestro ordenamiento tributario el sistema de “pago mínimo” aplicable a grandes empresas (básicamente, el 23% del resultado contable). Para el Grupo Repsol, la citada medida supone un considerable aumento de los pagos a cuenta del impuesto, que no sólo anticiparán el pago del impuesto definitivo sino que lo excederán con creces. Estos excesos deben ser devueltos por la Administración tributaria.
- El pasado 2 de diciembre de 2016 el Consejo de Ministros aprobó un paquete de medidas tributarias entre las que destacan, por su relevancia, las contenidas en el Real Decreto-ley 3/2016. Entre otras, el mencionado Real Decreto-ley ha introducido, con diferente vigencia temporal, (i) limitaciones cuantitativas en la compensación de bases imponibles negativas y deducciones en cuota por doble imposición, (ii) obligación de reversión de deterioros de participaciones en filiales deducidos

fiscalmente y (iii) restricciones en el aprovechamiento fiscal de pérdidas generadas en relación con transmisiones de participaciones significativas en filiales o establecimientos permanentes. De acuerdo con las mejores estimaciones y análisis efectuados, Repsol considera que las citadas medidas supondrán una anticipación de las salidas de caja futuras y una extensión del horizonte temporal de aprovechamiento de créditos fiscales.

Por último se ha tenido recientemente conocimiento de la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, de 21 de diciembre de 2016, sobre el asunto relativo a la calificación o no como ayuda de estado del régimen fiscal para la deducibilidad del fondo de comercio en adquisiciones significativas en entidades no residentes (antiguo artículo 12.5 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades). Dicha sentencia no resuelve el fondo del asunto y obliga al Tribunal de instancia (en este caso el Tribunal General de la Unión Europea) a pronunciarse sobre la compatibilidad de la medida a la luz de concepto acordado de “ventaja selectiva”. El desenlace del proceso abierto no tendrá impacto para el Grupo, pues Repsol ha hecho un uso limitado de dicho incentivo y, en todo caso, en relación con inversiones que en ningún supuesto se verían afectadas por la posible calificación como ayuda de Estado de la medida (inversiones previas a 21 de diciembre de 2007).

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan en cada uno de los países en los que desarrollan sus 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% - 57,2%
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 2016 y 2015, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 24 de la Nota 2, es el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Impuesto corriente del ejercicio	(469)	181
Ajustes al impuesto corriente ⁽¹⁾	(43)	(10)
Impuesto sobre beneficios corriente (a)	(512)	171
Impuesto diferido del ejercicio	6	765
Ajustes al impuesto diferido	115	60
Impuesto sobre beneficios diferido (b)	121	825
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	(391)	996

⁽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	
	2016	2015
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	1.677	(2.263)
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España ⁽¹⁾	25%	28%
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	(422)	634
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al general español	(56)	422
Deducciones fiscales	39	39
Gastos no deducibles	(50)	(14)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	(143)	(100)
Revaluación impuestos diferidos por tipo de cambio	(2)	(79)
Resultados exentos para evitar la doble imposición	91	117
Provisión por riesgos fiscales	(68)	-
Activación de créditos fiscales	203	-
Otros conceptos	17	(23)
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios	(391)	996

⁽¹⁾ 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.

20.3) Impuestos diferidos

En 2016, 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	
	2016	2015
Por pérdidas, deducciones y similares	4.801	4.152
Provisiones por desmantelamiento de campos	1.072	1.243
Otros impuestos diferidos	634	570
Otras provisiones	378	259
Provisiones para el personal	113	66
Diferencias de amortizaciones	(3.631)	(3.147)
Total impuesto diferido ⁽¹⁾	3.367	3.143

⁽¹⁾ Como consecuencia de la adquisición de ROGCI, en 2015 se registró, 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 construcción de hipótesis para analizar la existencia de suficientes ganancias fiscales que permitan compensar dichas pérdidas fiscales a partir de la metodología establecida para verificar la existencia de indicios de deterioro en sus activos (ver Nota 3); (ii) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con el plan estratégico del Grupo (iii) 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 4.801 millones de euros, corresponden principalmente a:

- España. Los créditos fiscales reconocidos por el Grupo 6/80 ascienden a 1.694 millones euros. De acuerdo con el Plan Estratégico del Grupo, se estima que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en su mayoría, en un plazo de 10 años.
- Estados Unidos. Los créditos fiscales reconocidos en Estados Unidos ascienden a 2.106 millones euros. El Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en su mayoría en un plazo de 10 años.
- Noruega. Los créditos fiscales reconocidos en Noruega ascienden a 198 millones euros. El Grupo considera que los mismos se habrán recuperado en su mayoría en un plazo de 10 años.
- Canadá. Los créditos fiscales reconocidos en Canadá ascienden a 389 millones euros. 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 2016 y 2015 que ascienden a 3.821 y 1.081 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 93 y 105 millones de euros al cierre de 2016 y 2015 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	2012 – 2016
Australia	2012 – 2016
Bolivia	2011 – 2016
Canadá	2007 – 2016
Colombia	2009 – 2015
Ecuador	2013 – 2016
España	2010 – 2016
Estados Unidos	2011 – 2016
Indonesia	2011 – 2016
Libia	2009 – 2016
Malasia	2012 – 2016
Países Bajos	2011 – 2016
Papúa Nueva Guinea	2013 – 2016
Perú	2012 – 2016
Portugal	2013 – 2016
Singapur	2012 – 2016
Timor Oriental	2011 – 2016
Trinidad y Tobago	2012 – 2016
Venezuela	2012 – 2016

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), 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. 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.

Los primeros procedimientos de Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A. fueron resueltos desfavorablemente por el Tribunal Supremo y confirmados por el Tribunal Constitucional.

La compañía mantiene otros litigios por los mismos asuntos, 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 vinculados a movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina. El criterio adoptado por Petrobras está alineado con la práctica generalizada de la industria. El litigio ha sido resuelto de forma favorable para el contribuyente en la primera instancia judicial, habiéndose interpuesto recurso por el Estado de San Pablo.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM S-7 y BMS 9 recibió actas de infracción por varios impuestos y por los ejercicios 2008 a 2012, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques mencionados. El 3 de octubre de 2016, la primera instancia administrativa ha desestimado el recurso de Petrobras, habiéndose interpuesto recurso.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones (ejercicios 2009 y 2011), 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 BMC33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. Actualmente el proceso se encuentra en segunda instancia administrativa federal.

Canadá

La Administración canadiense ("*Canada Revenue Agency*", CRA) denegó la aplicación de incentivos fiscales relacionados con los activos de Canaport. La compañía recurrió las actas de inspección (2005-2008). El 27 de enero de 2015 el *Tax Court* de Canadá dictó sentencia favorable para Repsol. No obstante, dicha sentencia fue recurrida ante el Tribunal Federal de Apelaciones.

Igualmente, el CRA efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades del Grupo Talisman residentes en Canadá. Desde 2015, se vienen efectuando actuaciones de comprobación e investigación relacionadas con los ejercicios 2006 a 2010.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha denegado la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta (ejercicio 2003 a 2010), de los pagos de tarifa por 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 Corte Nacional de Justicia ha desestimado los recursos correspondientes a los ejercicios 2003 y 2005, argumentando cuestiones procesales y sin entrar en el fondo de la cuestión.

Por otro lado, el SRI ha cuestionado, para los ejercicios 2004 a 2010, el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de la producción del Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. La Corte Nacional de Justicia ha desestimado el recurso del ejercicio 2005, argumentando cuestiones procesales y sin entrar en el fondo de la cuestión.

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 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 resoluciones favorables a los intereses del SRI para los ejercicios 2003 a 2006. OCP recurrió ante la Corte Constitucional que ha desestimado los recursos. Se ha comunicado al Gobierno de Ecuador la posibilidad de interponer una demanda de arbitraje internacional.

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 el impuesto sobre Sociedades y retenciones, todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos, que están relacionados principalmente con 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.

Por otro lado, en el ejercicio 2016 se han seguido desarrollando los procedimientos de inspección del impuesto sobre Sociedades, sobre el valor añadido y otros impuestos y retenciones, por los ejercicios 2010-2013, habiéndose firmado actas con acuerdo por retenciones a cuenta.

Indonesia

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

Malasia

Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd. y Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd., filiales del Grupo 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 en sede administrativa previa a la judicial.

Timor Oriental

Las autoridades de Timor Oriental han cuestionado a Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Limited, la deducibilidad de ciertos gastos en el impuesto sobre beneficios. Actualmente se encuentra en fase de discusión con las autoridades, sin que exista ninguna resolución administrativa firme ni procedimiento judicial al respecto.

Trinidad y Tobago

En 2015 la compañía BP Trinidad & Tobago LLC, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, firmó 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 dictó una nueva acta por la que exigía 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 interpuso el oportuno recurso administrativo y en 2016 el Tribunal Administrativo ha aceptado que tales periodos quedaron ya cerrados.

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 2016 asciende a 1.376 millones de euros (1.524 millones de euros de diciembre 2015).

(21) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

21.1) Ventas e ingresos por prestación de servicios

La distribución los epígrafes "*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	
	2016	2015
España	20.727	20.816
Unión Europea	4.885	6.473
Países O.C.D.E.	3.190	4.704
Resto de países	5.887	7.744
Total	34.689	39.737

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 6.249 millones de euros en 2016 y 6.205 millones de euros en 2015.

21.2) Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Beneficios por enajenación de inmovilizado	1.002	551
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	623	110
Total	1.625	661

En 2016 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a (ver Nota 4.1): i) la venta de parte de los activos de gas canalizado en España por un importe de 464 millones de euros, ii) la

venta del 10% de la participación en Gas Natural SDG, S.A. por importe de 233 millones de euros, iii) la venta del negocio eólico en Reino Unido por importe de 101 millones de euros, iv) la venta del negocio de GLP en Perú y Ecuador por importe de 129 millones de euros, v) la desinversión en Repsol E&P T&T Limited por importe de 17 millones de euros y vi) la desinversión en el proyecto Tangguh LNG por importe de 21 millones de euros.

En 2015 los beneficios por enajenación de inmovilizado correspondían fundamentalmente a: i) la venta de la participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. “CLH” por importe de 293 millones de euros, 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 y iv) diversas operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A. por 109 millones de euros.

21.3) Otros ingresos de explotación

Este epígrafe incluye, entre otros, los ingresos reconocidos por la valoración de instrumentos derivados comerciales (ver Nota 17) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 14).

Asimismo, en 2016 este epígrafe incluye 80 millones de euros correspondientes a la reclamación por los daños ocasionados por la aplicación de la fórmula de precios máximos de venta de GLP envasado regulado establecida en la Orden ITC/2608/2009 (Orden que fue anulada por la Sentencia del TS de 19 de junio de 2012) durante el cuarto trimestre de 2009 y el ejercicio 2010 (Ver nota 29 y Anexo IV). Adicionalmente, se han reconocido en el epígrafe de ingresos financieros, 21 millones de euros correspondientes a los intereses legales asociados a los procedimientos judiciales en reclamación de los daños ocasionados por dicha Orden.

En 2015 se reconocieron ingresos por importe de 37 millones de euros en relación con los daños ocasionados por la aplicación de la anterior fórmula durante el ejercicio 2011 y los tres primeros trimestres de 2012.

Por último, este epígrafe incluye las subvenciones de explotación registradas como ingreso en los ejercicios 2016 y 2015 por importe de 25 y 28 millones de euros respectivamente.

21.4) Aprovisionamientos

El epígrafe “Aprovisionamientos” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Compras	24.325	28.028
Variación de existencias	(710)	805
Total	23.615	28.833

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	
	2016	2015
Remuneraciones y otros	2.045	1.624
Costes de seguridad social	456	505
Total	2.501	2.129

En 2016, en “Remuneraciones y otros”, incluye los gastos incurridos por reestructuración de plantillas correspondientes fundamentalmente al plan de despido colectivo en España (ver Nota 14), los ajustes por la reestructuración de plantilla en países y los cambios en el equipo directivo.

21.6) Otros gastos de explotación

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

	Millones de euros	
	2016	2015
Transportes y fletes	1.166	1.356
Tributos	320	318
Servicios exteriores	3.551	3.852
Suministros	736	912
Gastos de operadores ⁽¹⁾	533	514
Servicios de profesionales independientes	470	488
Arrendamientos y cánones	406	434
Reparación y conservación	340	360
Publicidad	76	105
Primas de seguros	80	82
Servicios bancarios y similar	29	30
Otros	881	927
Otros gastos	893	929
Total	5.930	6.455

⁽¹⁾ Incluye, entre otros, gastos por servicios de consignación en las instalaciones de CLH, servicios de envasado, almacenamiento, carga, transporte y expedición del producto.

En relación a los arrendamientos operativos desglosados en la tabla anterior, corresponden principalmente a contratos de arrendamientos con estaciones de servicio, no siendo ningún contrato de forma individual significativo respecto al resto.

Los pagos mínimos futuros no cancelables asociados a estos arrendamientos a 31 de diciembre de 2016 se detallan a continuación:

	Millones de euros
2017	276
2018	179
2019	159
2020	148
2021	141
Ej. Posteriores	719
TOTAL	1.622

21.7) Gastos de exploración

La distribución por continente de los gastos reconocidos en la cuenta de resultados por la actividad exploratoria (ver Nota 2.2.8.c) es:

	Millones de euros	
	2016	2015
Europa	133	350
América	173	732
África	140	602
Asia	6	118
Oceanía	89	3
Total	541	1.805

Los gastos de exploración en 2016 y 2015 ascienden a 541 y 1.805 millones de euros, de los cuales 241 y 793 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe “Amortizaciones de inmovilizado” y 96 y 782 millones de euros en el epígrafe “Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” en 2016 y 2015, respectivamente.

Para más información véase la Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (información no auditada) que se publica como información complementaria mediante hecho

relevante a la fecha de publicación de las presentes cuentas anuales consolidadas (<https://www.repsol.com>).

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

Los citados gastos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Dotación de provisiones por deterioro	905	3.870
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	42	54
Total	947	3.924

(22) DETERIORO DE ACTIVOS

22.1) Test de deterioro de los activos

El Grupo ha evaluado el valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo de acuerdo con la metodología descrita en la Nota 3 y conforme a los escenarios económicos previsibles de sus planes de negocio. Las principales hipótesis utilizadas se describen a continuación:

a) Senda de precios:

	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Brent (\$/ barril)	55	65	75	85	87	+2%
HH (\$/ Mbtu)	3,2	3,7	4,2	4,8	4,9	+2%

b) Tasas de descuento ⁽¹⁾:

	2016	2015
UPSTREAM ⁽²⁾		
Latinoamérica-Caribe	7,7% - 19%	7,7% - 14,4%
Europa, África y Brasil	7,0% - 13%	6,9% - 12,2%
Norteamérica	7,9% - 8,1%	8,0% - 8,2%
Asia y Rusia	8,3% - 11,8%	8,4% - 12,2%
DOWNSTREAM ⁽³⁾	4,2% - 9,6%	4,2% - 9,9%

⁽¹⁾ En 2016 no ha habido variaciones significativas en el riesgo-país respecto a 2015 salvo por el caso de Venezuela (ver apartado 2 de esta Nota), ni variaciones relevantes en las betas de 2016 comparado con 2015 por lo que su efecto sobre la variación de la WACC es poco significativo.

⁽²⁾ Tasas de descuento en dólares.

⁽³⁾ Tasas de descuento en euros y en dólares.

En 2016 se han reconocido unas dotaciones, netas de reversiones, por deterioro de valor de activos por importe de -488 millones de euros (-4.135 millones de euros en 2015¹), los cuales se corresponden principalmente con inmovilizado intangible y material -276 millones de euros (ver Nota 6 y 7) y con inversiones contabilizadas por el método de la participación -187 millones de euros (ver Nota 8).

¹ En 2015 corresponde a inmovilizado intangible y material -3.760 millones de euros (ver Nota 6 y 7) y a inversiones contabilizadas por el método de la participación -375 millones de euros en 2015 (ver Nota 8).

Activos Upstream

En el segmento *Upstream*, se han registrado deterioros netos de valor de sus activos por importe de -255 millones de euros principalmente en:

- Norteamérica -132 millones de euros, que incluye: (i) deterioros de valor en activos no convencionales por la evolución prevista de los perfiles de producción, así como (ii) la reversión de la provisión por deterioro en el área de Greater Edson por importe de 185 millones de euros debido principalmente a la reducción prevista de costes por mayores eficiencias operativas.
- Latinoamérica -85 millones de euros, que incluye: (i) deterioros de valor en activos de Venezuela (-196 millones de euros) por el incremento de la tasa de descuento como consecuencia de la evolución de los indicadores de riesgo país (19% versus 14,4% en 2015), así como (ii) la reversión de la provisión por deterioro en el campo Akacias por importe de 117 millones de euros por menores costes previstos de operación.
- Otros países (-38 millones de euros) principalmente Sudeste Asiático y Norte de África.

En 2015 se registraron deterioros por importe de -3.633 millones de euros por la significativa bajada de los precios futuros esperados y el aumento de las tasas de descuento (Norteamérica -1.080 millones de euros, Sudeste Asiático -554 millones de euros, Latinoamérica -834 millones de euros, Europa y Norte de África -383 millones de euros y activos exploratorios -782 millones de euros).

El valor recuperable de los activos deteriorados asciende a 10.689 millones de euros.

Activos Downstream

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 175 millones de euros como consecuencia de la evolución prevista de los márgenes del gas (362 millones de euros en 2015). La tasa de descuento utilizada en 2016 para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 5,5%.

22.2) Sensibilidades

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 Grupo Repsol. 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 precios del crudo y gas	+10%	1.191	874
	-10%	(2.454)	(1.836)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.038)	(778)
	-100 p.b.	753	588

22.3) Riesgos geopolíticos

Repsol está expuesta a riesgos derivados de circunstancias económicas, sociales o políticas singulares que pueden presentarse en determinados países (cambios regulatorios inesperados, alta volatilidad del tipo de cambio, altos niveles de inflación, posibilidad de crisis económico-financieras o situaciones de inestabilidad política o de tensiones sociales y disturbios públicos...) y que podrían tener un impacto negativo en sus

negocios.

En la valoración de sus activos a efectos del test de deterioro, Repsol considera los riesgos geopolíticos a los que está expuesta, bien a través de sus estimaciones de flujos de caja, bien a través del cálculo de sus tasas de descuento.

De acuerdo con las clasificaciones contenidas en el *Country Risk Rating* de *IHS Global Insight* y el *Country Risk Score* del *Economist Group*, los países en los que el Grupo Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico son Venezuela, Libia, Argelia y Ecuador.

Venezuela:

Repsol tiene una importante presencia en Venezuela, donde desarrolla sus operaciones a través de las empresas mixtas de crudo E.M. Petroquiquire, S.A. y E.M. Petrocarabobo, S.A., así como de las licenciatarias de gas Quiriquire Gas y Cardón IV, S.A. (ver Nota 8). La producción media en Venezuela, principalmente de gas, en 2016 alcanza los 76,2 miles de barriles equivalentes de petróleo día (47,7 en 2015) y sus reservas probadas a 31 de diciembre ascienden a 595 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La exposición patrimonial de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre asciende a unos 2.273 millones de euros, que incluyen fundamentalmente la financiación en dólares otorgada a las filiales venezolanas.

Venezuela tiene un sistema cambiario regulado que ha sufrido devaluaciones recientes, una economía que presenta altos niveles de inflación y un sector petrolero con una elevada intervención y participación del sector público.

- Sistema cambiario. 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 y Finanzas. Estos organismos han dictado diversas normas que han venido regulando las modalidades de compra venta de divisas en Venezuela. Más recientemente, el 10 de marzo de 2016 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 35, estableciendo un nuevo esquema de administración de divisas consistente en dos tipos de cambio diferenciados: (i) Protegido (DIPRO): con una cotización inicial de 10 Bs/\$ y dirigido únicamente a bienes y servicios y remesas identificadas como prioritarias; y (ii) Complementario (DICOM): tipo de cambio flotante controlado que se aplica con carácter general. Su cotización inicial fue de 207 Bs/\$ y a 31 de diciembre de 2016 674 Bs/\$.

Adicionalmente, desde 2004 es aplicable el Convenio Cambiario nº 9 a los ingresos de Empresas Mixtas 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. El 27 de mayo de 2016, entró en vigor el Convenio Cambiario nº 37, que permite a las empresas privadas titulares de licencias de gas (Cardón IV, S.A.) el mantenimiento de los ingresos en dólares propios de su actividad en el exterior, con el fin de atender los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela. Asimismo, establece que dichas sociedades no podrán adquirir divisas a través de los sistemas cambiarios oficiales.

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 sus inversiones contabilizadas por el método de la participación Cardón IV, S.A., Empresa Mixta Petroquiquire, S.A. y Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A.), si bien, a efectos fiscales, el bolívar es la moneda de referencia para las liquidaciones de impuestos.

En las compañías cuya moneda funcional es el bolívar (fundamentalmente Quiriquire Gas, S.A), Repsol ha utilizado para la elaboración de los presentes estados financieros el tipo de cambio DICOM para la conversión de bolívares a euros.

- Inflación. Según la información publicada por el Banco Central, la tasa de inflación ha sido 68,5% en 2014 y 180,9% en 2015. Durante 2016, el Banco Central de Venezuela no ha publicado oficialmente el dato de inflación acumulada; sin embargo, según informes no oficiales, la inflación acumulada a 31 de diciembre de 2016 se estima que asciende al 525,1%.
- Regulación y participación pública en el sector de Oil & Gas. Repsol desarrolla su actividad a través de empresas mixtas cuya constitución y condiciones para realizar sus actividades primarias requieren la aprobación previa de la Asamblea Nacional. En el caso de las restantes compañías, tales como Cardón IV y Quiriquire Gas, sus Licencias son otorgadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo. Para más información en relación al régimen jurídico de las empresas mixtas y el marco regulatorio vigente en Venezuela véase el Anexo IV.

En 2016 y 2015 se han reconocido deterioros de valor de los activos del Grupo en Venezuela por importe de 196 y 408 millones de euros respectivamente.

El 6 de octubre de 2016, Petroquiriquire, S.A., Repsol y PDVSA firmaron varios acuerdos para reforzar la estructura financiera de la primera y permitir el desarrollo de su Plan de Negocios, que incluyen (i) el otorgamiento por Repsol de una línea de crédito por importe de hasta 1.200 millones de dólares con una garantía de PDVSA, que se destinarán al pago de dividendos de Repsol, de inversiones de capital y gastos operativos de Petroquiriquire; y (ii) el compromiso de PDVSA de ceder a Petroquiriquire, S.A. los pagos derivados de contratos de venta de crudo u otros medios, en cuantía suficiente para pagar inversiones de capital y gastos operativos de la empresa mixta no cubiertos por la financiación de Repsol, servicio de la deuda y pago de los dividendos de Repsol generados cada ejercicio. A 31 de diciembre la disposición de dicha línea de crédito ha ascendido a 544 millones de dólares, que corresponden fundamentalmente al pago a Repsol de los dividendos pendientes de los años 2010 a 2013.

Libia

Repsol está presente en Libia desde los años 70, cuando inició las actividades exploratorias en la Cuenca de Sirte. A 31 de diciembre de 2016 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales (con actividades en exploración, desarrollo y producción) y las reservas probadas ascienden a 97 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre asciende a unos 510 millones de euros.

En 2013 y 2014, como consecuencia de la situación de inestabilidad en el país, de manera intermitente se produjeron paradas parciales o totales de producción, no programadas, que afectaron a los campos de los bloques NC-115 y NC-186 en la cuenca de Murzuq.

Como consecuencia del empeoramiento de las condiciones de seguridad, la producción estuvo interrumpida desde noviembre de 2014 hasta el pasado mes de diciembre (en los campos A del bloque NC-115, M y H). El 4 de enero de 2017 también se ha reiniciado la producción en el campo I/R (Bloques NC-186 y NC-115) y se espera que se reanude en el NC-186 en 2017.

Argelia

Repsol cuenta en Argelia con 2 bloques de exploración (Boughezoul y S.E. Illizi) y 6 bloques de producción/desarrollo (Reggane, Greater MLN, EMK, Menzel Ledjmet Sud-Est, Ourhoud y Tin Fouyé Tabankort (TFT)).

La producción media en Argelia en 2016 alcanzó los 16,8 miles de barriles equivalentes de petróleo día (14,6 en 2015) provenientes de los bloques Greater MLN, Tin Fouyé Tabankort (TFT) y Menzel Ledjmet Sud-Est.

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2016 ascienden a 27,4 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas en torno al 50% corresponden al proyecto de

gas en desarrollo de Reggane que incluye el desarrollo de seis campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sud, Sali, Tiouliline, y Azrafil Sudest) y que está situado en el Sahara argelino en la cuenca de Reggane. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%).

La exposición patrimonial asciende a unos 832 millones de euros.

Ecuador

Repsol dispone en este país de derechos de exploración y producción sobre dos bloques (Bloque 16 y Bloque 67/ Tivacuno), bajo la modalidad de contratos de prestación de servicios. Además, tiene una participación de un 29,66% en Oleoductos de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que opera un oleoducto en el país.

La producción media en 2016 alcanzó los 7,6 miles de barriles equivalentes de petróleo día y sus reservas probadas a 31 de diciembre ascienden a 8 millones de barriles equivalentes de petróleo.

El valor contable de la inversión en Ecuador es nulo.

Brexit

En el referéndum celebrado el 23 de junio de 2016, el Reino Unido apoyó su salida de la Unión Europea, encontrándose actualmente inmerso en un proceso de decisión y de negociación de los términos de esta salida. Las consecuencias derivadas del mismo son todavía inciertas, afectando, entre otros factores, al valor de la libra frente al euro, el acceso al Mercado Único europeo tanto en circulación de bienes, como de servicios y capitales, o la valoración de las inversiones realizadas en el país. No obstante, en lo que se refiere a las actividades de extracción, transporte y comercialización de hidrocarburos, no se anticipan cambios sustanciales, toda vez que el Gobierno Británico ha mantenido la soberanía y el control sobre los aspectos clave con impacto sectorial como el proceso de licenciamiento de dominio minero y el marco fiscal en el que las compañías petroleras desarrollan sus actividades en el país.

Tras la venta del negocio eólico marino (ver Nota 4), la exposición del Grupo en Reino Unido se limita a su participación en *Repsol Sinopec Resources UK Limited* (RSRUK), cuya actividad se encuentra en una etapa madura siendo su moneda funcional el dólar. El valor de la inversión en RSRUK es nulo y se han dotado provisiones por las obligaciones asociadas a su participación (ver Nota 8).

(23) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Ingresos financieros	140	118
Gastos financieros	(493)	(519)
Intereses de la deuda	(353)	(401)
Por tipo de interés	1	8
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	1	8
Por tipo de cambio	226	833
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	132	1.037
Diferencias de cambio	94	(204)
Otras posiciones	56	7
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	56	7
Resultado de posiciones ⁽¹⁾	283	848
Actualización financiera de provisiones	(175)	(121)
Intereses intercalarios ⁽²⁾	133	140
Arrendamiento financiero	(143)	(147)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros ⁽³⁾	48	170
Otros ingresos	36	32
Otros gastos	(63)	(60)
Otros ingresos y gastos financieros	(122)	(5)
RESULTADO FINANCIERO	(234)	461

(1) Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 2.4 de la Nota 2) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

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

(3) En 2016 y 2015 incluye, principalmente plusvalías generadas por la recompra de bonos de Talisman por importe de 49 y 213 millones de euros, respectivamente.

(24) BENEFICIO POR ACCIÓN

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2016	2015
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.736	(1.398)
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(28)	(22)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) ⁽¹⁾	1.478	1.487
BPA básico y diluido (euros/acción)	1,16	(0,95)

(1) El capital social registrado en circulación al 31 de diciembre de 2015 ascendía a 1.441.783.307 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”).

(25) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

En los ejercicios 2016 y 2015 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	
		2016	2015
Resultado antes de impuestos		1.871	(2.352)
Ajustes de resultado:		2.547	6.081
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.529	3.124
Provisiones operativas netas dotadas	14 y 22	1.017	3.869
Resultado por enajenación de activos no comerciales	4 y 21	(960)	(471)
Resultado financiero	23	234	(461)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	8	(194)	89
Otros ajustes (netos)		(79)	(69)
Cambios en el capital corriente:		(517)	1.370
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar		(215)	1.007
Incremento/Decremento Inventarios		(757)	1.232
Incremento/Decremento Cuentas a pagar		455	(869)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(11)	(163)
Cobros de dividendos		920	363
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(264)	(128)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(667)	(398)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		3.890	4.936

(26) 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:

	% total sobre el capital social 31 de diciembre de 2016 ⁽¹⁾
Accionistas significativos	
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ⁽²⁾	10,05
Sacyr Vallehermoso, S.A. ⁽³⁾	8,34
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽⁴⁾	4,79

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2016 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., Sacyr Investments, S.A. y Sacyr Securities, S.A.
(4) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

- b. Administradores y directivos: entendiendo como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo Corporativo, que tienen consideración de “personal directivo” a efectos de este apartado (ver Nota 27.4).

- 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	2016				2015			
	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	7	-	56	63	15	-	41	56
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-	-	1	1
Arrendamientos	1	-	2	3	1	-	3	4
Recepciones de servicios	18	-	168	186	14	-	306	320
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽²⁾	-	-	1.433	1.433	-	-	6.409	6.409
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	3	3	-	-	-	-
Otros gastos	23	-	1	24	20	-	1	21
TOTAL GASTOS	49	-	1.663	1.712	50	-	6.761	6.811
Ingresos financieros	1	-	134	135	39	-	94	133
Contratas de gestión o colaboración	-	-	-	-	-	-	5	5
Arrendamientos	1	-	4	5	1	-	4	5
Prestaciones de servicios	7	-	4	11	8	-	7	15
Venta de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	125	-	511	636	96	-	645	741
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	233	233	-	-	52	52
Otros ingresos	-	-	68	68	-	-	93	93
TOTAL INGRESOS	134	-	954	1.088	144	-	900	1.044

Millones de euros	2016				2015			
	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	67	-	2	69	70	-	-	70
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁴⁾	-	-	4.057	4.057	-	-	2.559	2.559
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	2	2	-	-	4	4
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	32	-	124	156	23	-	23	46
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) ⁽⁵⁾	454	-	4.229	4.683	565	-	3.925	4.490
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	308	-	2.182	2.490	335	-	2.389	2.724
Garantías y avales recibidos	45	-	4	49	63	-	4	67
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	235	-	10.394	10.629	2.233	-	7.608	9.841
Compromisos / garantías cancelados	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	266	-	-	266	350	-	24	374
Otras operaciones ⁽⁹⁾	1.018	-	-	1.018	1.386	-	-	1.386

- ⁽¹⁾ Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas a 31 de diciembre con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 27 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 Gas Natural Fenosa (GNF), BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) y Repsol Sinopec Brasil (RSB) por importe de 687, 184 y 478 millones de euros en 2016, respectivamente y 872, 424 y 490 millones de euros en 2015 (ver Nota 8).
- ⁽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 2016 de 176, 143 y 104 millones de euros y en 2015 de 226, 184 y 153 millones de euros, respectivamente.
- ⁽⁴⁾ Incluye préstamos concedidos a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 8), 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 358 millones de euros en 2016 y 2015. 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"), así como las líneas de crédito no dispuestas con las sociedades integradas por el método de la participación.
- ⁽⁶⁾ En 2016 y 2015 incluye 1.365 y 1.370 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 Guarà B.V. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluye 586 y 834 millones de euros, respectivamente, correspondientes a las contragarantías

otorgadas por Repsol Oil&Gas Canada, Inc. asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Repsol Sinopec Resources UK Ltd (RSRUK) cubriendo obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte (ver Nota 30.2).

- (7) En 2016, corresponde a los compromisos de compras vigentes a 31 de diciembre (ver Nota 30.1).
- (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 2016 (y en la tabla 2015: enero y julio 2015), en el marco del programa de retribución a los accionistas “*Repsol Dividendo Flexible*” (ver Nota 13.4). Por el contrario no se incluyen, en 2016 ni en 2015 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 2017 y 2016, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 67 millones de euros en 2016 (167 millones de euros en 2015). 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 2016 y 2015 incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 678 y 926 millones de euros, respectivamente, y operaciones de cobertura de tipo de interés por 80 millones de euros con el grupo la Caixa, ambos periodos.

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

27.1) 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 uno de ellos, la pertenencia a comisiones, los cargos desempeñados 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.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2016 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 7,252 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.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	
Antonio Brufau Niubó	(1)	(1)	-	-	-	-	2.389.818
Luis Suárez de Lezo Mantilla	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Josu Jon Imaz San Miguel	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	22.074	-	397.337
Gonzalo Gortázar Rotaeché (2)	176.594	58.865	-	16.556	22.074	33.111	307.200
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	22.074	22.074	44.148	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	-	44.148	309.039
Isidro Fainé Casas (3)	117.729	117.729	-	-	-	-	235.459
Ángel Duráñez Adeva	176.594	-	88.297	-	-	-	264.891
Mª Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	22.074	22.074	44.148	264.891
Antonio Massanell Lavilla (4)	58.865	-	-	7.358	-	14.716	80.939
Mario Fernández Pelaz	176.594	-	88.297	22.074	22.074	-	309.039
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

Nota: De acuerdo con el sistema aprobado por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Retribuciones, el importe a percibir anualmente en el ejercicio 2016 asciende a: (i) 176.594 euros por pertenencia al Consejo de Administración; (ii) 176.594

euros por pertenencia a la Comisión Delegada; (iii) 88.297 euros por pertenencia a la Comisión de Auditoría y Control; (iv) 44.148 euros por pertenencia a la Comisión de Sostenibilidad; (v) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Nombramientos; y (vi) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Retribuciones.

- (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 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 Nota 26.1c). Adicionalmente, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie han ascendido a un total de 0,530 millones de euros.
- (2) D. Gonzalo Gortázar Rotaeché fue designado miembro de la Comisión Delegada el 28 de septiembre de 2016.
- (3) D. Isidro Fainé Casas renunció a su cargo de Consejero de Repsol, S.A. y de vocal de la Comisión Delegada el 21 de septiembre de 2016.
- (4) D. Antonio Massanell Lavilla fue designado miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A., vocal de la Comisión de Nombramientos y vocal de la Comisión de Sostenibilidad el 28 de septiembre de 2016.

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. En el caso del Presidente del Consejo de Administración, véase la nota (1) del cuadro Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración de este apartado.

- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con alguno 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 Consejero 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

En el ejercicio 2016, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

Millones de euros	D. Josu Jon Imaz San Miguel	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Remuneración monetaria fija	1,200	0,983
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	1,453	1,548

- (1) Incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico, así como la retribución variable anual y plurianual y las acciones adicionales correspondientes a la liquidación del tercer ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual, según se detalla en el apartado 27.1) e).

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

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

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2016 por la pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, asciende a 0,369 millones de euros, de acuerdo al siguiente detalle:

	Euros
	Gas Natural
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	110.182
Josu Jon Imaz San Miguel ⁽¹⁾	92.000
Luis Suárez de Lezo Mantilla	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. El Sr. Brufau renunció, con fecha 21 de septiembre de 2016, a su cargo de Consejero de Gas Natural SDG, S.A., siendo designado el Sr. Imaz en esa fecha Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

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

El coste incurrido en el ejercicio 2016 por las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión de los Consejeros Ejecutivos en el Grupo asciende a:

	Millones de Euros
Josu Jon Imaz San Miguel	0,253
Luis Suárez de Lezo Mantilla	0,202

e) Plan de Compra de acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual

El 31 de mayo de 2016 se cumplió el periodo de consolidación del tercer ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual (ver Nota 28.4) i.). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 2.060 acciones brutas, valoradas a un precio de 11,88 euros por acción. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo consolidó derechos a la entrega de un total de 549 acciones brutas, valoradas a ese mismo precio.

27.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2016 ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

27.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2016, los Consejeros 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 encuentran adheridos a los ciclos 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual, descrito en la Nota 28. El Consejero Delegado se ha adherido asimismo al ciclo 2016-2019 de dicho Plan.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2016 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 relativos a operaciones vinculadas, a la reelección de Consejeros y a 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.

27.4) 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. Durante 2016, un total de 11 personas han formado parte 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 2016 por las personas que, en algún momento del citado periodo han sido miembros del Comité Ejecutivo Corporativo del Grupo, durante el tiempo que han ocupado dicha posición. 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, plan de previsión de directivos, fondo de pensiones y primas de seguros.

En el ejercicio 2016, la retribución devengada por el personal directivo que ha formado parte del Comité Ejecutivo Corporativo responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,129
Dietas	0,324
Remuneración Variable ⁽¹⁾	7,598
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,407
Plan de previsión de directivos	1,056

⁽¹⁾ 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. Este importe incluye la liquidación de los programas de remuneración variable de los miembros del personal directivo que han causado baja en la Compañía durante 2016, de acuerdo con las reglas previstas en dichos programas.

⁽²⁾ Incluye, entre otras, los derechos consolidados a la entrega de 7.126 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del tercer ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual, con un valor de 11,88 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 84.653 euros. Asimismo incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver apartado 19 de la Nota 2 y Nota 28), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez que ha ascendido a 0,194 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2016, la Sociedad no tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo.

27.5) Indemnizaciones al personal directivo

Los miembros del personal directivo tienen reconocido, 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.

El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo con la categoría de Director General, así como a los Consejeros que han desempeñado funciones ejecutivas.

En 2016, las indemnizaciones por parte del personal directivo de la compañía por extinción de contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 13,8 millones de euros.

27.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2016 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 encuentran adheridos a los ciclos 2014-2017, 2015-2018 y 2016-2019 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual, descrito en la Nota 28.

27.7) Seguro de responsabilidad civil

El Grupo Repsol tiene suscrita una póliza de responsabilidad civil que cubre a los miembros del Consejo de Administración, al personal directivo referido en la nota 27.4.a), al resto de directivos y a aquellas otras personas que ejercen funciones asimiladas a las de los directivos, ascendiendo el importe total de la prima de esta póliza a 2,2 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

(28) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

28.1) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de modalidad mixta adaptados a la legislación vigente. En concreto, se trata de planes de pensiones de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente y fallecimiento. En el caso de las contingencias de invalidez permanente y fallecimiento, los planes de pensiones tienen contratadas pólizas de seguro con una entidad externa. 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 58 millones de euros en 2016 y 61 millones de euros en 2015.

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 coste por este plan registrado en el epígrafe “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2016 y 2015 ha ascendido a 17 millones de euros.

28.2) 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 2016 y 2015 ha sido de 6 y 3 millones de euros, respectivamente, y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2016 y 2015 a 87 y 88 millones de euros, respectivamente (ver Nota 14 “*Provisiones corrientes y no corrientes*”).

28.3) Retribución variable plurianual

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 en 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 retribución variable plurianual de 2013-2016, 2014-2017, 2015-2018 y 2016-2019. El Programa 2012-2015 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2015 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2016.

Los cuatro programas vigentes (planes específicos de retribución variable plurianual), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. El cumplimiento de los respectivos objetivos ligados a cada programa da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable plurianual en el primer cuatrimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, 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 caso de que corresponda la percepción del incentivo, a la cantidad que se determina en el momento de concesión del incentivo plurianual, se le aplica un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos y 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 están referenciados al valor de la acción de Repsol. En todo caso, en alguno se pueden incluir objetivos referenciados a la evolución del 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 2016 y 2015 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 16 y 23 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2016 y 2015, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 50 y 52 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

28.4) Planes de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual y de Adquisición de Acciones

i.) “Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual”

Este Plan permite invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto de la retribución variable plurianual que se perciba y tiene como finalidad fomentar el alineamiento de sus beneficiarios (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo)

con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. En el caso de que el beneficiario mantenga las acciones adquiridas durante un periodo de tres años desde la inversión inicial y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregaría una acción adicional por cada tres adquiridas inicialmente.

Adicionalmente, para aquellos beneficiarios que tengan la consideración de Alta Dirección, entendiendo como tales a los Consejeros Ejecutivos y a los restantes miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, para los ciclos aprobados por la Junta General de Accionistas el 20 de mayo de 2016, se establece un requisito adicional de desempeño (performance) para la entrega de las Acciones Adicionales, consistente en alcanzar un nivel de cumplimiento global de los objetivos establecidos en el programa de retribución variable plurianual cerrado en el ejercicio inmediatamente precedente a la fecha de entrega de las acciones, igual o superior al 75%.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se encuentran vigentes los ciclos cuarto, quinto y sexto (2014-2017, 2015-2018 y 2016-2019) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº participantes	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso Max de entrega de acciones
Cuarto ciclo (2014-2017)	218	150.271	20,72	50.026
Quinto ciclo (2015-2018)	219	170.302	17,41	56.698
Sexto ciclo (2016-2019)	132	160.963	11,38	53.604

Las acciones adquiridas en el sexto ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo Corporativo han sido 68.218.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2016 y 2015, se ha registrado un gasto en el epígrafe “*Gastos de personal*” con contrapartida en el epígrafe “*Otras reservas*” del patrimonio neto por importe de 0,4 y 0,6 millones de euros, respectivamente.

Adicionalmente, con fecha 31 de mayo de 2016 se ha cumplido el periodo de consolidación del tercer ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 173 beneficiarios de este ciclo consolidaron derechos a la entrega de un total de 31.269 acciones (recibiendo un total de 23.815 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF a realizar por la Sociedad). En particular, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo así como el resto de Consejeros Ejecutivos consolidaron derechos a la entrega de 9.735 acciones (una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, recibieron un total de 6.739 acciones).

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Los Planes de Adquisición de Acciones han sido aprobados por las Juntas Generales Ordinarias de accionistas de 15 de abril de 2011 (Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012), de 31 de mayo de 2012 (Plan de Adquisición de Acciones 2013-2015) y de 30 de abril de 2015 (Plan de Adquisición de Acciones 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 2016 el Grupo ha adquirido 725.352 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 8 millones de euros para su entrega a los empleados. En el ejercicio 2015 y en el marco de dicho Plan, el Grupo adquirió 754.845 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9 millones de euros (ver Nota 13).

Los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2016 un total de 6.438 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.

(29) LITIGIOS

A 31 de diciembre de 2016, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 125 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 20.4).

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 formulación de las presentes Cuentas Anuales.

Reino Unido

Arbitraje Addax (en relación con la compra de Talisman Energy (UK) Limited)

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK Limited (“Addax”) y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation (“Sinopec”) presentaron una “*Notice of Arbitration*” contra Talisman Energy Inc. (actualmente “ROGCI”) y Talisman Colombia Holdco Limited (“TCHL”) en relación con la compra del 49% de las acciones de TSEUK (actualmente “RSRUK”). El 1 de octubre ROGCI y TCHL presentaron la contestación a la “*Notice of Arbitration*”. El 25 de mayo de 2016, Addax y Sinopec formalizaron la demanda arbitral, en la que solicitan que, en el supuesto de que sus pretensiones fueran estimadas en su integridad, se les abone el importe de su inversión inicial en RSRUK, materializada en 2012 mediante la compra del 49% de ésta a TCHL, una filial 100% de ROGCI, junto con cualesquiera incrementos de inversión posteriores, realizados o por realizar en el futuro, así como las pérdidas de oportunidad que pudieran haberse producido, estimando todo ello en una cifra total aproximada de 5.500 millones de dólares. El Tribunal Arbitral ha decidido, entre otras cuestiones procedimentales, la bifurcación del procedimiento; la vista oral respecto de las cuestiones de responsabilidad tendrá lugar entre el 29 de enero y el 20 de febrero de 2018 y, de ser necesario, la vista oral sobre la valoración de los hipotéticos daños tendría lugar en un momento posterior, cuya fecha no está determinada, si bien estimamos que podría ser a principios de 2019. Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la demanda de arbitraje carecen de fundamento.

Litigio del oleoducto “Galley”

En agosto de 2012 se produjeron daños y una fuga en el oleoducto Galley, en el que Repsol Sinopec Resources UK Limited (“RSRUK”, anteriormente Talisman Sinopec Energy UK Limited – TSEUK –) tiene una participación del 67,41%.

En septiembre de 2012 RSRUK solicitó cobertura de los daños y las pérdidas sufridas a consecuencia del incidente a la compañía aseguradora Oleum Insurance Company (“Oleum”), una filial 100% de ROGCI quien ostenta, a su vez, una participación del 51% en RSRUK. En julio de 2014, RSRUK reclama a Oleum 351 millones de dólares americanos por daños materiales e interrupción del negocio.

Hasta la fecha, la documentación presentada por RSRUK en soporte de su reclamación no permite concluir la existencia de cobertura bajo la póliza.

El 8 de agosto de 2016, RSRUK interpuso solicitud de arbitraje, habiendo quedado ya constituido el Tribunal arbitral. El arbitraje tendrá lugar en Londres, y la ley aplicable al fondo de la reclamación será la ley del

Estado de Nueva York.

Estados Unidos de América

Litigio del Río 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.

El 5 de abril de 2016 el Juez titular decidió mantener en su integridad las recomendaciones de la Special Master, desestimando, por tanto, en su totalidad la demanda de OCC contra Repsol. Esta resolución es apelable. El 16 de junio de 2016 la Special Master estimó la Motion for Summary Judgment presentada por Repsol respecto de su reclamación a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de Nueva Jersey. El 30 de enero de 2017 OCC apeló la recomendación de la Special Master. El 17 de junio de 2016 Maxus presentó solicitud de quiebra ante el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware, requiriendo, además, la suspensión del litigio principal, petición que deberá resolver el Tribunal.

España

Demandas en relación con la aplicación de la Orden ITC/2608/2009 de 28 de septiembre.

En febrero de 2017 se han notificado cuatro sentencias del Tribunal Supremo confirmatorias de los pronunciamientos de primera instancia y uno anterior del propio Tribunal Supremo, reconociendo el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por la fórmula de

determinación del precio máximo de GLP envasado regulado que contiene la Orden ITC/2608/2009 de 28 de septiembre que fue anulada por Sentencia del propio Tribunal Supremo de 19 de junio de 2012, más los intereses legales correspondientes (ver Nota 21.3).

(30) COMPROMISOS Y GARANTÍAS

30.1) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2016, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de compra, inversión o gasto	Millones de euros					Ejercicios posteriores	Total
	2017	2018	2019	2020	2021		
Compromisos de compra	3.638	1.185	846	830	847	14.155	21.501
Crudo y otros ^{(1) (3)}	2.889	302	193	200	202	2.718	6.503
Gas natural ^{(2) (3)}	749	883	653	630	645	11.437	14.998
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	958	605	307	267	260	360	2.757
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	507	284	224	189	157	1.321	2.681
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	177	169	112	108	95	387	1.048
TOTAL	5.280	2.242	1.489	1.394	1.359	16.223	27.987

Nota: Los compromisos consisten en obligaciones incondicionales futuras (no cancelables o, si lo son, sólo bajo determinadas circunstancias) por acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados con las mejores estimaciones de Repsol, utilizando en caso de no estar fijados contractualmente, precios y otras variables consideradas en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Nota 3 y 22). En relación a los compromisos de arrendamiento operativo, véase Nota 21.6.

(1) En 2016 y 2015 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 2020) con un volumen comprometido para el ejercicio 2017 de 166.667, 65.934 y 12.603 barriles/día, respectivamente. En 2016, adicionalmente incluye el nuevo contrato de compra de crudo con Overseas Petroleum and Investment Corporation (vencimiento en 2018) con un volumen comprometido para 2017 de 3.978 barriles/día.

(2) Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado en Norteamérica por importe aproximado de 14.000 millones de euros, adquiridos por dos contratos firmados en 2013 por un volumen aproximado de 75,7 Tbtu anuales 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.

(3) Los volúmenes comprometidos de crudo y gas se indican a continuación:

Compromisos de compra	Unidad de medida	2017	2018	2019	2020	2021	Ejercicios posteriores	Total
Crudo	kbbbl	39.199	1.637	197	196	195	1.313	42.737
Gas natural								
Gas natural	Tbtu	115	123	40	7	7	30	321
Gas natural licuado	Tbtu	44	55	80	79	82	1.225	1.564

(4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Argelia, Malasia, Venezuela, y Bolivia por importe de 466, 374, 359 y 345 millones de euros, respectivamente. En 2016, destaca el compromiso adquirido como consecuencia de la extensión del contrato de reparto de producción ("PSC") del bloque productivo PM3 CAA de Malasia hasta el 31 de diciembre de 2027, con unos trabajos mínimos comprometidos a 31 de diciembre de 2016 por importe de 175 millones de dólares (166 millones de euros) y el pago, en tramos hasta 2020, por la extensión del contrato por importe de 57 millones de dólares (54 millones de euros).

(5) Incluye principalmente por los servicios por el procesamiento de gas asociado en Norteamérica en Downstream por importe de 1.024 millones de euros y los asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Upstream por importe de 832 millones de euros.

(6) Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos por oleoductos y gasoductos en Norteamérica, Perú y Ecuador por importe aproximado de 1.000 millones de euros.

30.2) Garantías

A 31 de diciembre de 2016 las garantías de compañías del Grupo Repsol por obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (negocios conjuntos y asociadas) más significativas son:

- Por el alquiler de 3 plataformas flotantes de producción para 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 Corporation (CPC), asume el 25% de las obligaciones de Guara B.V., correspondiente a su participación en dicha sociedad, y por las que el Grupo ha emitido las siguientes garantías.

Una por 633 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB en Guara B.V., por la que Repsol dispone de una contragarantía de CPC por el 40% de participación de ésta en RSB y 2 adicionales, de 544 millones y 515 millones de dólares, correspondientes al 15% de participación indirecta del Grupo en Guará B.V.

Los importes garantizados se reducen anualmente durante los 20 años de duración de los contratos.

- Por su 29,66% de participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP), que cubren la construcción, abandono, riesgos medioambientales y operativos del oleoducto por importe de 30 millones de dólares.
- Por su 50% de participación en Cardón IV, que cubre el riesgo de confiscación, expropiación, nacionalización, o cualquier limitación al uso de la unidad de perforación atribuible al Gobierno de Venezuela o a actos de insurrección o terrorismo, por importe de 90 millones de dólares.
- Por la venta de activos de GNL a Shell (ver Nota 4 de las cuentas anuales consolidadas de 2015) dos garantías: una otorgada a Gas Natural SDG por las obligaciones de aprovisionamiento a ésta de Shell Spain LNG SAU (anteriormente Repsol Comercializadora de Gas, S.A.) y otra 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. El Grupo cuenta con un compromiso de indemnización de Shell por todas las responsabilidades en que pudiera incurrir derivadas de estas garantías.
- Para cubrir el 51% de las obligaciones de desmantelamiento de Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (ver Nota 8) en el Mar del Norte. Garantías de Repsol Oil & Gas Canada, Inc. por importe de 501 millones de libras.

Adicionalmente, en línea con la práctica general de la industria, el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar correspondientes a cubrir obligaciones en relación al curso ordinario de su actividad, derivadas de la venta de activos y por las eventuales responsabilidades de sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental¹. A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, la probabilidad de que se produzca un incumplimiento que suponga responder de los compromisos asumidos con impacto significativo es remota.

¹ Las garantías otorgadas en el curso ordinario de la actividad garantizada corresponde a un número limitado de garantías por importe de 118 millones de euros. Las garantías vivas por la venta de activos ascienden a 8 millones de euros. Las garantías de naturaleza medioambiental se formalizan en el curso normal de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos siendo remota la probabilidad de ocurrencia de las eventualidades cubiertas y sus cuantías no determinables.

(31) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE^{1, 2, 3}

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.

31.1) Activos ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2016			2015		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	444	(264)	180	432	(252)	180
Gestión del agua	507	(353)	154	499	(340)	159
Calidad de productos	1.945	(946)	999	1.800	(886)	914
Suelos y abandonos	158	(65)	93	161	(58)	103
Ahorro y eficiencia energética	431	(162)	269	395	(147)	248
Gestión de residuos	42	(20)	22	41	(19)	22
Contingencias y derrames	67	(7)	60	56	(5)	51
Otros	236	(122)	114	257	(134)	123
	3.830	(1.939)	1.891	3.641	(1.841)	1.800

El coste incluye 254 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2016 y 502 millones de euros a 31 de diciembre de 2015.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2016 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 minimización de las emisiones a la atmósfera, la mejora en los sistemas de contingencias y prevención de derrames y la optimización en el consumo de agua.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2016 destacan dos importantes proyectos; el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú) por importe de 125 millones de euros; y el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona por importe de 7 millones de euros.

Adicionalmente, en 2016 se han invertido 36 millones de euros en proyectos de eficiencia energética, entre los que destacan la inversión en la refinería de Petronor para reducir emisiones mediante la sustitución de turbinas de vapor por motores eléctricos por importe de 15 millones de euros, y las inversiones en Tarragona y Cartagena para incrementar la recuperación de calor modificando la tecnología de los pre-calentadores de aire de los hornos de algunas de sus unidades por importe de 4 y 2 millones de euros, respectivamente.

Por último, en la refinería de Tarragona, se han invertido 5 millones de euros en 2016 para reducir las emisiones de NOx a la atmósfera.

¹ La información contenida en esta nota no incluye información de los activos y gastos ambientales de ROGCI adquiridos con anterioridad a su adquisición (ver Nota 4) 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.

² Para información adicional de Seguridad y Medio Ambiente, véase el apartado 6.2 del Informe de Gestión 2016.

³ En relación al marco regulatorio aplicable vigente en materia de Seguridad y Medio Ambiente, véase el Anexo IV “Marco Regulatorio”.

31.2) 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 se presentan en los epígrafes “Provisiones corrientes y no corrientes” del balance de situación y en la columna “Otras provisiones” del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 14.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	59	49
Dotaciones con cargo a resultados	6	18
Aplicaciones con abono a resultados	(13)	(2)
Cancelación por pago	(6)	(5)
Reclasificaciones y otros movimientos	88	(1)
Saldo al cierre del ejercicio	134	59

Adicionalmente, el 21% de las provisiones recogidas en el epígrafe “Provisión por desmantelamiento de campos” (ver Nota 14) tienen naturaleza ambiental.

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.

31.3) Gastos ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2016 y 2015 han ascendido a 155 y 170 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”. Estos gastos incluyen 75 y 82 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2016 y 2015, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 17 y 20 millones de euros respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2016 y 2015 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 25 y 22 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 18 y 19 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 12 millones de euros en ambos ejercicios y la remediación de suelos y abandonos por importe de 9 y 14 millones de euros, respectivamente.

31.4) Derechos de emisión de CO₂

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO₂ en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	83	55
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	72	82
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(83)	(54)
Saldo al cierre del ejercicio	72	83

⁽¹⁾ Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂.

⁽²⁾ Corresponde en 2016 y 2015, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2015 y 2014, respectivamente (ver Nota 6).

Durante los ejercicios 2016 y 2015, las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 8 y 9 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 68 y 62 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 17 millones de euros en 2016 y a un gasto de 7 millones de euros en 2015.

En 2016 los negocios de Refino y Química han operado dentro de la Fase III del EU ETS, existiendo un déficit entre los derechos disponibles de la Fase II más la asignación correspondiente a la emisión de la Fase III respecto de la emisión real. La compañía ha continuado con la ejecución del nuevo Plan de Energía y Carbono 2014-2020 que permite avanzar en planes de ahorro energético y reducción de CO₂, además de conseguir una compañía más sostenible y apoyar la reducción del coste de cumplimiento de la Fase III. Las reducciones obtenidas durante 2016 son acordes con la senda de reducción prevista de largo plazo en el Plan.

(32) OTRA INFORMACIÓN

32.1) Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2016 ascendía a 24.535 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (16.399 empleados), Norteamérica (1.590 empleados), Sudamérica (3.718 empleados), Europa, África y Brasil (1.669 empleados), Asia y Rusia (1.094 empleados) y Oceanía (65 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2016 ha ascendido a 26.422 empleados, mientras que en 2015 fueron 27.566.

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 2016 y 2015:

	2016		2015	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	229	46	274	49
Jefes Técnicos	1.669	641	2.001	669
Técnicos	7.511	4.467	8.860	4.709
Operarios y subalternos	6.510	3.462	7.022	3.527
Total	15.919	8.616	18.157	8.954

El Grupo Repsol¹ cuenta a 31 diciembre de 2016 con un total de 582 trabajadores con discapacidad (2,4% de la plantilla).

En España en 2016, 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 2,7% de la plantilla, siendo 498 empleados por contratación directa y 37 personas equivalentes por medidas alternativas.

¹ En 2015, no incluye información correspondiente a Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y sociedades dependientes.

32.2) 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⁾	
	2016	2015	2016	2015
Honorarios por servicios de auditoría	5,9	7,6	3,1	4,1
Honorarios por servicios profesionales relacionados con la auditoría	1,1	1,6	0,2	0,3
Honorarios otros servicios	0,5	0,7	0,2	0,3
Total	7,5	9,9	3,5	4,7

⁽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⁾ Incluye fundamentalmente los honorarios de EY correspondientes a los trabajos de auditoría y otros servicios prestados a Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y sus sociedades dependientes.

32.3) Investigación, desarrollo e innovación

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2016 y 2015 a 73 y 90 millones de euros, respectivamente. Para más información véase el apartado 6.4 del Informe de Gestión 2016 (<https://www.repsol.com>).

(33) HECHOS POSTERIORES

El 16 de febrero de 2017 ha vencido un bono emitido por RIF en febrero de 2007 por importe de 886 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,75%.

ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016		Diciembre 2016	
					% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Patrimonio	Capital
							Neto (3)	Social (3)
Millones de Euros								
UPSTREAM								
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos (44)	I.G.	99,00	99,00	0	0
Agri Development, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.(N.C.)	10,00	6,00	910	0
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	0	0
Amulet Maritime Ltd.	TEGSI (UK), Ltd.	Reino Unido	Servicio de vetting de buques (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
BP Trinidad & Tobago, Llc. (43)	BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	30,00	1	0
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30,00	30,00	1.571	2.165
Cardón IV, S.A.	Repsol Venezuela Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	(28)	4
CSJC Eurotek - Yugra	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	102	0
Dubai Marine Areas, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	2	0
Equion Energia Ltd.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	350	0
FEHI Holding S.a.r.l.	TE Holding S.a.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	3.368	212
Foreland Oil Ltd. (10)	Rift Oil, Ltd.	Islas Virgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(144)	127
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. (10)	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Islas Virgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	50	0
Guará, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	1.765	0
MC Alrep, Llc.	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del JV	P.E.(N.C.)	100,00	49,01	0	0
Occidental de Colombia LLC	Repsol International Finance, B.V.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	132	100
OJSC Eurotek	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,01	114	21
Paladin Resources Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(491)	314
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11,00	11,00	666	589
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	514	247
Quiriquire Gas, S.A. Emp. Mixta	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	2	0
Repsol Alberta Shale Partnership (13)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	931	1.111
Repsol Angola 22, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(51)	274
Repsol Angola 35, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	79	128
Repsol Angola 37, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	13	255
Repsol Angstrom, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	28
Repsol Aruba, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	6
Repsol Bulgaria, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	50	74
Repsol Canada Energy Partnership (16)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8.312	2.743
Repsol Canadá Inversiones, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7.576	0
Repsol Central Alberta Partnership (15)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Ductos Colombia, S.A.S. (5)	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	-
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	599	144
Repsol E&P Canadá, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	99
Repsol E&P Eurasia, Llc.	Repsol Exploración S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	0	0
Repsol E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.120	3.118
Repsol E&P USA Holdings, Inc. (5)	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.943	1.795
Repsol Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(386)	6
Repsol Energy North America Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(293)	271
Repsol Exploración 17, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	705	5
Repsol Exploración Atlas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	2
Repsol Exploración Bouhgezoul, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Caribe, S.L. (20)	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	28
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	14
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	4
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	6
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	105	3
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	4
Repsol Exploración Gharb, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Guyana, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	261	259
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	8	0
Repsol Exploración Liberia, B.V. (17)	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	4	62
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	27	21
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	261	10
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225	20
Repsol Exploración Seram, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(4)	4
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	7	3
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	35	302
Repsol Exploración, S.A.	Repsol S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6.577	25
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	24
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(14)	0
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	448	226
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Repsol Exploración S.A.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	49	60
Repsol LNG Holdings, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Louisiana Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	31	98
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	71	0
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Ecuador, S.A.	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	98,36	9	0
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	31
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd. (36)	Paladin Resources Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(50)	151
Repsol Oil & Gas Australasia Pty Ltd. (39)	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(65)	0
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. (12)	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1.322)	4.271
Repsol Oil & Gas Holdings USA Inc. (42)	FEHI Holding S.a.r.l.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.597	2.038
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd. (18)	Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	147	11
Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd. (19)	Talisman Oil, Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(356)	44
Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd. (17)	Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	139	0
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Alpha Pty Ltd. (54)	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	5
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Beta Ltd (55)	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	13
Repsol Oil & Gas Niugini Ltd. (13)	Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(258)	20
Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd. (38)	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(150)	45
Repsol Oil & Gas Papua Pty Ltd. (37)	Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol Oil & Gas USA LLC. (41)	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.564	1.920
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	62	0
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Sinopec Alpha Ltd. (23)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(67)	9
Repsol Sinopec Beta Ltd. (24)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(1)	5
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Repsol S.A.	Brasil	Exploración y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,01	60,01	7.220	8.547

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016		Diciembre 2016	
					% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (25)	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	51,00	51,00	744	4.508
Repsol Sinopec LNS Ltd. (26)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	9	5
Repsol Sinopec North Sea Ltd. (27)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(987)	3
Repsol Sinopec Oil Trading Ltd. (28)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(751)	0
Repsol Sinopec Pension and Life Scheme Ltd. (29)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Repsol Sinopec Transportation (UT) Ltd. (30)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(11)	7
Repsol Sinopec Trustees (UK) Ltd. (31)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Repsol Suriente Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol U.K., Ltd. (5)	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol USA Holdings Corporation	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.832	3.320
Repsol Venezuela Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	237	1
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(316)	16
Repsol Wild River Partnership (14)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Rigel Petroleum (NI) Ltd.	Rigel Petroleum UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	4	0
Rigel Petroleum UK Ltd.	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	39	3
Rock Solid Images US Group, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Desarrollo de aplicaciones en el campo de la geofísica	P.E.	30,00	30,00	(2)	52
Saneco	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,01	110	0
Santiago Oil Company, Ltd.	Equion Energia, Ltd.	Islas Caimán	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,00	n/d	n/d
SC Repsol Baiocoi, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	43
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6	12
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	46	50
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	7
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Algeria) B.V.	Talisman Middle East, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	210	0
Talisman (Asia) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(145)	0
Talisman (Block K 39) B.V.	Talisman K. Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(10)	0
Talisman (Block K 44) B.V.	Talisman K. Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14	0
Talisman (Block K 9) B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	588	802
Talisman (Corridor) Ltd. (46)	Fortuna International (Barbados), Inc.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	957	45
Talisman (Jambi Merang) Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	79	77
Talisman (Ogan Komering) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	198	131
Talisman (Pasangkayu) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(62)	30
Talisman (Sageri) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(90)	-
Talisman (Sumatra) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	22
Talisman (Vietnam 15-201) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	318	502
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	56	56
Talisman Andaman B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	32	0
Talisman Colombia B.V.	TE Colombia Holding, S.a.r.l.	Países Bajos	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	609	0
Talisman Colombia Holdco Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	4.613	4.448
Talisman Banyumas B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman East Jabung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Talisman East Tanjung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Talisman Energy DL, Ltd.	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Talisman Energy Investments Norge AS	Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	3
Talisman Energy NS, Ltd.	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Talisman Energy Tangguh B.V.	Talisman Energy (Sahara) B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Talisman Global Holdings B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.481	0
Talisman Holding International S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Java B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman K Holdings B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	667	0
Talisman Middle East B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	977	0
Talisman North Jabung Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(7)	-
Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Talisman Colombia B.V.	Suiza	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(281)	18
Talisman Oil Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	77	102
Talisman Peru B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(129)	62
Talisman Resources (Bahamas) Ltd. (9)	Paladin Resources Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Resources (North West Java) Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	35	0
Talisman Sadang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sakakemang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	78	0
Talisman Sierra Leone B.V.	TE Global Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Mandar B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Sageri B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sumatra B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Transgissindo Ltd. (46)	Fortuna International (Barbados), Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2	28
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	54	0
Talisman Vietnam Ltd.	Talisman Oil, Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V.	TV 05-2/10 Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	139	0
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC	Talisman International Holdings, B.V.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	187	49
Talisman Vietnam 135-136 B.V.	TV 135-136 Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	283	0
Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	58	0
Talisman Vietnam 45 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Vietnam 46-07 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman West Bengara B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
TNO (Tafneftotdacha)	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	99,54	48,78	256	0
Transportadora Sulbrasilera de Gas, S.A.	Tucunaré Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	0	21
Transworld Petroleum (U.K.)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(53)	1.170
Triad Oil Manitoba Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	6	0
YPFB Andina, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	48,33	48,33	929	168
YPFB Transierra, S.A.	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	44,50	21,51	156	76
504744 Alberta Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
7308051 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(87)	278
8441251 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	11
8441316 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	-
8787352 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
8787387 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Vung May 156-159 Vietnam B.V. (5)	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016		Diciembre 2016	
					% de Participación de Control	% de Participación Total Grupo	Millones de Euros	
							Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
DOWNSTREAM								
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
Air Miles España, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,00	24,17	12	0
Arteche y García, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,67	0	0
Asfalnor, S.A.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	100,00	85,98	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	31	9
Benzirep-Vall, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,67	0	0
Caigeste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	GESPOST	Portugal	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.	50,00	50,00	0	0
Camps Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,67	105	8
Carburants i Derivats, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,14	2	0
Cogeneración Gequisa, S.A.	General Química	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	19,50	9	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	95,00	91,84	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	100,00	99,19	7	0
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	85,00	82,17	0	0
Dynasol Altamira, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.	100,00	50,00	1	0
Dynasol China, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.	99,99	49,99	6	6
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	100,00	50,00	97	30
Dynasol Elastómeros, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	100,00	50,00	50	17
Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V. (43)	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	193	193
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	137	42
Dynasol, Llc.	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	100,00	50,00	0	0
Energy Express S.L.U.	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	92,08	(2)	1
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	96,00	92,80	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio (44)	I.G.	100,00	96,67	0	0
Gas Natural West África S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	100,00	72,06	0	0
Gastream México, S.A. de C.V.	Repsol S.A.	México	Otras actividades (44)	I.G.	100,00	100,00	(1)	27
General Química, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.	100,00	50,00	44	6
Gestão e Admin. de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda. GESPOST	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	4	0
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	53	39
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	196	180
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	4	9
Industrias Negromex, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Fabricación de hules sintéticos.	P.E.	99,99	49,99	92	53
Insa Altamira, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Suministro de personal permanente	P.E.	99,99	49,99	2	1
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd. (43)	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.	50,00	24,99	0	0
Insa, Llc. (43)	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos NBR de caucho	P.E.	100,00	50,00	8	11
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd. (43)	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.	50,00	25,00	100	114
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd. (43)	Dynasol Gestión, S.L.	China	Comercialización de productos de caucho	P.E.	50,00	25,00	0	0
Petróleos del Norte, S.A.	Repsol S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo.	I.G.	85,98	85,98	967	121
Petronor Innovación, S.L. (5)	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de investigación	I.G.	100,00	85,98	0	0
Polidux, S.A.	Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	18	17
Principle Power (Europe), Ltd.	Principle Power, Inc.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	24,79	23	0
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Principle Power, Inc.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	24,79	23	0
Principle Power, Inc.	Repsol Energy Ventures S.A.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas	P.E.	24,79	24,79	1	34
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	82,39	82,39	396	785
Repsol Butano, S.A.	Repsol S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1.047	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Registificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	4	5
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Repsol Química, S.A.	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Chile, S.A.	Repsol S.A.	Chile	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	8	9
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,78	96,67	1.096	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla S.A.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	82,38	94	80
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,67	2	0
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	6	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1.514)	788
Repsol Energy Ventures, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	3	2
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Repsol Exploración S.A.	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Gas Portugal, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	41	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Italia, SpA	Repsol S.A.	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	46	2
Repsol Lubrificantes e Especialidades, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	60	5
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Lda.	Repsol Lubrificantes y Especialidades, S.A.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Repsol Lusitania, S.L.	Repsol S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	99,97	84	0
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	7	3
Repsol Maroc, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas licuado del petróleo (44)	P.E.	99,96	99,96	0	1
Repsol Moray Firth, Ltd.	Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Nuevas Energías, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	I.G.	100,00	100,00	101	1
Repsol Perú, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	239	181
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol S.A.	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	3.223	218
Repsol Polímeros, S.A.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	494	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Repsol S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	387	59
Repsol Química, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	876	60
Repsol St. John LNG, S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	4	4
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(5)	0
Repsol Trading USA Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(58)	0
Repsol Trading, S.A.	Repsol S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	355	0
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Rocsole, Ltd. (5)	Repsol Energy Ventures S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	15,63	15,63	3	5
Saint John Gas Marketing Company	Repsol St. John LNG, S.L.	Estados Unidos	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	0	2
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Repsol St. John LNG, S.L.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	0	4
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	0
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	Repsol Lubrificantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación	I.G.	50,00	49,29	24	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Repsol Perú B.V.	Perú	Otras actividades (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana de Armazenagem de Gas, S.A.	Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	4	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94,94	92,08	(5)	6
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	1
Solred, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	96,67	29	7
Spelta Produtos Petroliferos Unipessoal, Lda. (43)	Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	0
Terminales Canarios, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	28	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Repsol S.A.	Portugal	Arrendamiento de activos logísticos en Portugal	I.G.	100,00	100,00	2	1
Tucunaré Empreendimentos e Participações, Ltda.	Repsol Perú, B.V.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestrutura administrativa	I.G.	100,00	100,00	6	5
Windplus, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Portugal	Desarrollo de tecnología para generación eólica	P.E.	20,60	19,70	3	1

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016		Diciembre 2016	
					% de Participación	% de Participación	Patrimonio	Capital
					de Control (2)	Total Grupo	Neto (3)	Social (3)
CORPORACIÓN								
Albatros, S.á.r.L.	Repsol S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	170	0
AR Oil & Gaz, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	49,01	49,01	835	0
Carbón Black Española, S.A.	Repsol S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	64	0
Edwards Gas Services LLC	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	50,00	50,00	75	54
FEX GP Llc. (11)	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	1	1
Fortuna Finance Corporation Sar.l	TE Holding S.á.r.l.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Fortuna International (Barbados) Inc. (46)	Talisman International (Luxembourg), S.á.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	145	72
Fortuna International Petroleum Corporation	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.099	609
Gas Natural SDG, S.A. (6)	Repsol S.A.	España	Generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	P.E.	20,07	20,07	19.005	1.001
Gaviota RE, S.A. (8)	Albatros, S.á.r.l.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	256	14
Greenstone Assurance, Ltd.	Gaviota RE, S.A.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off")	I.G.	100,00	100,00	4	4
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	(266)	95
Oleum Insurance Company Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Barbados	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	474	3
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol S.A.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	522	253
Repsol Energy Resources Canada, Inc.	Repsol Canadá Inversiones, S.A.	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	7.349	9.221
Repsol Gestión de Divisa, S.L. (12)	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol International Finance, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.210	338
Repsol Netherlands Finance, BV	Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	180	0
Repsol Oil & Gas RTS Sdn.Bhd. (21)	TE Holding S.á.r.l.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(12)	7
Repsol Oil & Gas SEA Pte. Ltd. (72)	TE Holding S.á.r.l.	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	3	1
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	51	42
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Países Bajos	Servicios financieros	P.E.(N.C.)	100,00	60,01	5.281	4.935
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol S.A.	España	Tesorería de las sociedades del Grupo	I.G.	100,00	100,00	539	0
Rift Oil Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	41	48
Talisman Energy (Sahara) B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	181	0
Talisman Finance (UK) Ltd.	TEGSI (UK), Ltd.	Reino Unido	Financiera (44)	I.G.	100,00	100,00	0	2
Talisman International (Luxembourg), S.á.r.l. (40)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(13)	73
Talisman International Holdings B.V.	TE Holding S.á.r.l.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.913	927
Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	TE Holding S.á.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	1	1
TE Capital Sar.l	TE Holding, S.á.r.l.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.255	8
TE Finance Sar.l	TE Holding, S.á.r.l.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.252	0
TE Holding Sar.l	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	15.720	2.135
TEGSI (UK) Ltd.	TE Holding, S.á.r.l.	Reino Unido	Sociedad de servicios compartidos (44)	I.G.	100,00	100,00	3	5
TV 05-2/10 Holding B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	79	0
TV 135-136 Holding B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	93	0

(1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

(3) Corresponde a los datos de Patrimonio Neto y Capital Social utilizados en el proceso de consolidación del Grupo. Aquellas compañías cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero si

(4) Participaciones en operaciones conjuntas (ver anexo II) que, estando articuladas a través de una Sociedad, este vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

(5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2016 (ver Anexo Ib).

(6) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(7) Esta sociedad cuenta con una sucursal domiciliada en Liberia, actualmente en proceso de baja registral.

(8) Esta sociedad posee participaciones minoritarias en las sociedades Oil Casualty Insurance, Ltd (1,86%) y Oil Insurance, Ltd (5,86%), domiciliadas en Bermudas.

(9) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.

(10) Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Virgenes Británicas, están domiciliadas fiscalmente en Reino Unido.

(11) Esta sociedad, anteriormente denominada Fex GP, Inc., es la matriz de FEX L.P., domiciliada en Estados Unidos.

(12) Esta sociedad, antes denominada Talisman Energy, Inc., es la matriz de Repsol Groundbirch Partnership, antes denominada Talisman Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.

(13) Sociedad anteriormente denominada Talisman Alberta Shale Partnership

(14) Sociedad anteriormente denominada Talisman Wild River Partnership

(15) Sociedad anteriormente denominada Talisman Central Alberta Partnership

(16) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Canada

(17) Sociedad anteriormente denominada Talisman Malaysia, Ltd.

(18) Sociedad anteriormente denominada Talisman Malaysia (PM3), Ltd.

(19) Sociedad anteriormente denominada Talisman Malaysia Holdings, Ltd.

(20) Sociedad anteriormente denominada Repsol Exploración Suriname, S.L.

(21) Sociedad anteriormente denominada Talisman RTC Sdn. Bhd.

(22) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sea Pte, Ltd.

(23) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Alpha, Ltd.

(24) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Beta, Ltd.

(25) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Energy UK, Ltd.

(26) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec LNS, Ltd.

(27) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec North Sea, Ltd.

(28) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Oil Trading, Ltd.

(29) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Pension and Life Scheme, Ltd.

(30) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Transportation (UT), Ltd.

(31) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Trustees (UK), Ltd.

(32) Sociedad anteriormente denominada Repsol LNG, S.L.

(33) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Niugini Ltd

(34) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd

(35) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Kimu Beta Ltd

(36) Sociedad anteriormente denominada Talisman Resources (JPDA 06-205) Pty Ltd.

(37) Sociedad anteriormente denominada Papua Petroleum Pty Ltd.

(38) Sociedad anteriormente denominada Talisman Niugini Pty Ltd.

(39) Sociedad anteriormente denominada Talisman Australasia Pty Ltd

(40) Sociedad anteriormente denominada Talisman International (Barbados) Inc.

(41) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy USA Inc.

(42) Sociedad anteriormente denominada Fortuna Energy Holding Inc.

(43) Los datos de Capital Social y Patrimonio Neto corresponden al 2015.

(44) Sociedad sin actividad.

(45) Sociedad en proceso de liquidación.

(46) Estas sociedades, constituidas legalmente en Barbados, están domiciliadas fiscalmente en Países Bajos.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016

- a) *Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:*

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.16		
					Método	% de	% de derechos
					de Consolidación ⁽¹⁾	derechos de voto adquiridos	de voto totales con posterioridad a la adquisición ⁽²⁾
Repsol UK, Ltd.	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	enero-16	I.G.	100,0%	100,0%
Rocsole, Ltd.	Finlandia	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	enero-16	P.E.	15,63%	15,63%
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Aumento part.	enero-16	I.G.	49,00%	100,00%
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Colombia	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Constitución	abril-16	I.G.	100,00%	100,00%
Vung May 156-159 Vietnam B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	junio-16	I.G.	100,00%	100,00%
Petronor Innovación, S.L.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Constitución	octubre-16	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Constitución	diciembre-16	I.G.	100,00%	100,00%

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia.

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

⁽³⁾ Sociedad incorporada al perímetro de consolidación durante el ejercicio. Anteriormente inactiva.

Cambios de domicilio legal y fiscal:

Nombre	Anterior jurisdicción de residencia	Nueva jurisdicción de residencia	Fecha
Repsol Company of Portugal, Ltd ⁽¹⁾	Reino Unido	Portugal	enero-16
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l ⁽²⁾	Barbados	Luxemburgo	diciembre-16
Repsol Oil & Gas USA, Llc ⁽³⁾	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-16
Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc ⁽⁴⁾	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-16
FEX GP, Llc ⁽⁵⁾	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-16

⁽¹⁾ Esta sociedad ha modificado su domiciliación fiscal, si bien su residencia legal permanece en Reino Unido.

⁽²⁾ Anteriormente denominada Talisman International (Barbados), Inc

⁽³⁾ Anteriormente denominada Talisman Energy USA, Inc

⁽⁴⁾ Anteriormente denominada Fortuna Energy Holdings, Inc

⁽⁵⁾ Esta sociedad, anteriormente denominada Fex GP, Inc., es la matriz de FEX L.P., cuyo domicilio también ha sido modificado a EE.UU. (Tejas).

b) *Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:*

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.16			Beneficio/ (Pérdida) generado (Millones de euros) ⁽¹⁾
					% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales con posterioridad a la enajenación		
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Repsol Moray Firth, Ltd.	Enajenación	enero-16	33,36%	0,00%		7
Alsugas Gaviota, S.L.	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.L.	Liquidación	marzo-16	100,00%	0,00%		-
Talisman Energy Norge AS	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Liquidación	marzo-16	100,00%	0,00%		-
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty, Ltd.	Australia	Paladin Resources Limited	Enajenación	abril-16	100,00%	0,00%		(9)
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Beatrice Wind, Ltd.	Enajenación	mayo-16	25,00%	0,00%		Nota (2)
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Enajenación	mayo-16	100,00%	0,00%		Nota (2)
Beatrice Wind, Ltd. ⁽³⁾	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Enajenación	mayo-16	100,00%	0,00%		Nota (2)
Wind Farm Energy U.K., Ltd. ⁽⁴⁾	Reino Unido	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	mayo-16	100,00%	0,00%		Nota (2)
Talisman (Jambi) Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	mayo-16	100,00%	0,00%		-
Talisman Indonesia Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	mayo-16	100,00%	0,00%		-
TE Resources S.ar.l.	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Liquidación	mayo-16	100,00%	0,00%		-
Talisman International Business Corporation	Barbados	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%		-
TLM Finance Corp	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%		-
New Santiago Pipelines AG ⁽⁵⁾	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%		-
Santiago Pipelines AG ⁽⁵⁾	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%		-
Talisman Santiago AG ⁽⁵⁾	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%		-
Talisman SO AG ⁽⁵⁾	Suiza	Santiago Pipelines AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%		-
TE Colombia Holding S.ar.l	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%		-
Repsol Exploración Gorontalo B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%		-
Repsol Exploración Numfor B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%		-
Repsol LNG Offshore B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%		1
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	junio-16	99,85%	0,00%		Nota (6)
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Repsol Gas del Perú, S.A.	Enajenación	junio-16	100,00%	0,00%		Nota (6)
Via Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	julio-16	100,00%	0,00%		-
Fusi GP, Llc. ⁽⁷⁾⁽⁸⁾	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA Llc.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%		-
Fortuna (US) L.P.	Estados Unidos	Fusi GP, Llc.	Liquidación	julio-16	100,00%	0,00%		-
Talisman Energy Services, Llc. ⁽⁷⁾⁽⁹⁾	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA Llc.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%		-
TE Global Services, Llc. ⁽⁷⁾⁽¹⁰⁾	Estados Unidos	Talisman Energy Services, Llc.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%		-
TE NOK, S.a.r.l. ⁽¹¹⁾	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%		-
Talisman UK Investments, Ltd.	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Liquidación	agosto-16	100,00%	0,00%		-
Papua Petroleum (PNG), Ltd.	Papúa Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Liquidación	agosto-16	100,00%	0,00%		-
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	octubre-16	100,00%	0,00%		Nota (12)
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	octubre-16	100,00%	0,00%		Nota (12)
Talisman Wiriagar Overseas, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh, B.V.	Enajenación	diciembre-16	100,00%	0,00%		21
Repsol Capital, S.L. ⁽¹³⁾	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.L.	Absorción	diciembre-16	100,00%	0,00%		-
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L. ⁽¹³⁾	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.L.	Absorción	diciembre-16	100,00%	0,00%		-
Repsol E&P T&T, Ltd	Trinidad & Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	diciembre-16	100,00%	0,00%		17
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	diciembre-16	50,00%	0,00%		-
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-16	0,58%	24,79%		-
Gas Natural Fenosa SDG, S.A.	España	Repsol, S.A.	Disminución part	diciembre-16	10,08%	20,07%		233
Red Sea Oil Corporation	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	diciembre-16	100,00%	0,00%		-
TE Global Holding, S.a.r.l.	Luxemburgo	Talisman Holding International, S.a.r.l.	Liquidación	diciembre-16	100,00%	0,00%		-

⁽¹⁾ Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.

⁽²⁾ Sociedades enajenadas como parte de la operación de venta del negocio eólico en Reino Unido al grupo chino SIDIC Power (ver Nota 4.1).

⁽³⁾ Anteriormente denominada Repsol Beatrice, Ltd.

⁽⁴⁾ Anteriormente denominada Repsol Nuevas Energías UK, Ltd.

⁽⁵⁾ Sociedades absorbidas por Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG.

⁽⁶⁾ Sociedades enajenadas como parte de la operación de venta del negocio de GLP en Perú (ver Nota 4.1).

⁽⁷⁾ Sociedades absorbidas por Talisman Energy USA Inc.

⁽⁸⁾ Anteriormente denominada Fusi GP, Inc.

⁽⁹⁾ Anteriormente denominada Talisman Energy Services, Inc.

⁽¹⁰⁾ Anteriormente denominada TE Global Services, Inc.

⁽¹¹⁾ Sociedad absorbida por TE Capital, S.a.r.l.

⁽¹²⁾ Sociedades enajenadas como parte de la operación de venta del negocio de GLP en Ecuador (ver Nota 4.1).

⁽¹³⁾ Sociedad absorbida por Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015

a) *Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:*

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.15		
					Método de Consolidación	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales con posterioridad a la adquisición ⁽²⁾
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	febrero-15	I.G.	4,94%	94,94%
Repsol Chile, S.A.	Chile	Repsol, S.A.	Aumento participación	abril-15	I.G.	0,01%	100,00%
Amulet Maritime Limited (3)	Reino Unido	TEGSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Edwards Gas Services LLC (3)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	50,00%	50,00%
Equion Energia Limited (3)	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	49,00%	49,00%
FEHI Holding S.a.r.l. (3)	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
FEX GP Inc. (3)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
FEX L.P. (3)	Estados Unidos	FEX GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Foreland Oil Limited (3)	Islas Virgenes Británicas	Rift Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna (US) L.P. (3)	Estados Unidos	FUSI GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna Energy Holding Inc. (3)	Estados Unidos	FEHI Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna Finance Corporation S.a.r.l. (3)	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna International (Barbados) Inc. (3)	Barbados	Talisman International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna International Petroleum Corporation (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna Resources (Sunda) Limited (3)	Islas Virgenes Británicas	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
FUSI GP Inc. (3)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Honner Limited (3)(6)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
New Santiago Pipelines AG (3)	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Oleum Insurance Company Limited (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Paladin Resources Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Papua Petroleum (PNG) Ltd (3)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Papua Petroleum Pty Ltd (3)	Australia	Talisman Niugini Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Red Sea Oil Corporation (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Rift Oil Limited (3)	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Rigel Petroleum (NI) Limited (3)	Irlanda del Norte	Rigel Petroleum UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Rigel Petroleum UK Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Rowell Limited (3)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Santiago Pipelines AG (3)	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Algeria) B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Asia) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Block K 39) B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Block K 44) B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Block K 9) B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Corridor) Ltd. (3)	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Jambi Merang) Limited (3)	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Jambi) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Ogan Komering) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Pasangkayu) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Sageri) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Sumatra) Ltd. (3)	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 15-2/01) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Alberta Shale Partnership (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Andaman B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Australasia Pty Ltd.(3)	Australia	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Banyumas B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Central Alberta Partnership (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Colombia B.V. (3)	Países Bajos	TE Colombia Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Colombia Holdco Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman East Jabung B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman East Tanjung B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy (Sahara) B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Canada (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy DL Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Energy Inc. (3)	Canadá	N/A	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Investments Norge AS (3)	Noruega	Talisman Perpetual (Norway) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd (3)	Australia	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Kimu Beta Ltd (3)	Papua Nueva Guinea	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Niugini Limited (3)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Norge AS (3)	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy NS Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Energy Poland B.V. (3)	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Services Inc. (3)	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Tangguh B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Energy (Sahara) B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy USA Inc. (3)	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Finance (UK) Limited (3)	Reino Unido	TEGSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Global Holdings B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Groundbirch Partnership (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Holding International S.a.r.l.(3)	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Indonesia Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International (Barbados) Inc. (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International Business Corporation (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International Holdings B.V. (3)	Países Bajos	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International Holdings B.V. SCS (3)	Luxemburgo	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Java B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman K Holdings B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Malaysia (PM3) Limited (3)	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Malaysia Holdings Limited (3)	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Malaysia Limited (3)	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Middle East B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Niugini Pty Ltd.(3)	Papua Nueva Guinea	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman North Jabung Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG (3)	Suiza	Talisman Colombia B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited (3)	Australia	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%

						31.12.15			
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales con posterioridad a la adquisición ⁽²⁾		
					(1)				
Talisman Oil Limited (3)	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Perpetual (Norway) Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Peru B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Petroleum Norge AS (3)	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Resources (Bahamas) Limited (3)	Bahamas	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Limited (3)	Australia	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Resources (North West Java) Limited (3)	Reino Unido	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Resources Norge AS (3)	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman RTC Sdn.Bhd. (3)	Malasia	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Sadang B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Sakakemang B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Santiago AG (3)	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%		
Talisman SEA Pte. Ltd. (3)	Singapur	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Sierra Leone B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Sinopec Alpha Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman Sinopec Beta Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman Sinopec Energy UK Limited (3)	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	51,00%	51,00%		
Talisman Sinopec LNS Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman Sinopec North Sea Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman Sinopec Oil Trading Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman Sinopec Transportation (UT) Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman Sinopec Trustees (UK) Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Talisman SO AG (3)	Suiza	Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%		
Talisman South Mandar B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman South Sageri B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Sumatra B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Transgasindo Ltd. (3)	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman UK (South East Sumatra) Limited (3)	Reino Unido	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman UK Investments Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. (3)	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam 07/03 B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC (3)	Estados Unidos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam 135-136 B.V. (3)	Países Bajos	TV 135-136 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam 146-147 B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam 45 B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam 46-07 B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Vietnam Limited ⁽³⁾	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman West Bengara B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Wild River Partnership ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Talisman Wiragar Overseas Limited ⁽³⁾	Islas Virgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE Capital S.ar.l. ⁽³⁾	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE Colombia Holding S.ar.l ⁽³⁾	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE Finance S.ar.l. ⁽³⁾	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE Global Holding S.ar.l ⁽³⁾	Luxemburgo	Talisman Holding International S.ar.l	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE Global Services Inc. ⁽³⁾	Estados Unidos	Talisman Energy Services Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE Holding S.ar.l. ⁽³⁾	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE NOK S.ar.l. ⁽³⁾	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TE Resources S.ar.l. ⁽³⁾	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TEGSI (UK) Limited ⁽³⁾	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TLM Finance Corp ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Transworld Petroleum (U.K.) ⁽³⁾	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E(N.C.)	100,00%	51,00%		
Triad Oil Manitoba Ltd. ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TV 05-2/10 Holding B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
TV 135-136 Holding B.V. ⁽³⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
504744 Alberta Ltd. ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Canada	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
7308051 Canada Ltd ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
8441251 Canada Ltd. ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
8441316 Canada Ltd. ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
8787352 Canada Ltd. ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
8787387 Canada Ltd ⁽³⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%		
Repsol Exploración Boughezoul, 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(N.C.)	50,00%	50,00%		
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E(N.C.)	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%		
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E(N.C.)	(4)	(4)		
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E(N.C.)	(4)	(4)		
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento participación	septiembre-15	P.E(N.C.)	0,66%	25,37%		
Dynasol China, S.A. de C.V.	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E(N.C.)	99,99%	49,99%		
Insa, Llc.	Estados Unidos	Dynasol Gestión, S.L.	Adquisición	octubre-15	P.E(N.C.)	100,00%	50,00%		
Insa Altamira, S.A. de C.V.	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E(N.C.)	99,99%	50,00%		
Insa, GPRO	Estados Unidos	Dynasol China, S.A. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E(N.C.)	50,00%	24,99%		
Industrias Negromex, S.A. de C.V.	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E(N.C.)	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(N.C.)	50,00%	25,00%		
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Repsol Perú, B.V.	Aumento participación	noviembre-15	I.G.	31,36%	82,39%		
Gas Natural SDG S.A.	España	Repsol, S.A.	Aumento participación	diciembre-15	P.E(N.C.)	0,15%	30,15%		

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C.".

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

⁽³⁾ Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de ROGCI (ver Nota 4).

⁽⁴⁾ El porcentaje de control de estas sociedades no ha variado. Sin embargo, el porcentaje de participación total del Grupo ha pasado de 24,71% a 25,37%.

Cambios de domicilio legal y fiscal:

Nombre	Anterior jurisdicción de residencia	Nueva jurisdicción de residencia	Fecha
Repsol Energy North America Corporation	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol E&P USA Inc.	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Louisiana Corp.	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Offshore E&P USA Inc.	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Trading USA Corporation	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol USA Holdings Corporation	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Saint John Gas Marketing Company	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Services Company	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.15		
					% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales con posterioridad a la enajenación	Beneficio/(Pérdida) generado (Millones de euros) ⁽¹⁾
Enirepsa Gas, Limited	Arabia Saudí	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	marzo-15	--	--	-
Perú Hunt Pipeline Development Company, LLC. ⁽²⁾	Estados Unidos	Repsol Exploración Perú, S.A.	Liquidación	abril-15	--	--	-
Repsol International Capital, Ltd. ⁽³⁾	Islas Caimán	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	julio-15	--	--	-
Repsol Mediación Agente de Seguros Vinculado, S.L.U. ⁽⁴⁾	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	-
Euro-24, S.L. ⁽⁴⁾	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	-
San Andrés Park, S.L. ⁽⁴⁾	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	-
Honner Limited	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty, Ltd.	Liquidación	agosto-15	--	--	-
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol Capital, S.L.	Liquidación	septiembre-15	--	--	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	Nota (7)
CLH Aviación, S.A.	España	Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	Nota (7)
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Disminución part.	octubre-15	70,68%	20,60%	-
General Química, S.A.U.	España	Dynasol Gestión, S.L.	Disminución part.	octubre-15	(5)	(5)	-
Cogeneración Gequiza	España	General Química, S.A.U.	Disminución part.	octubre-15	(6)	(6)	-
Repsol Overzee Financiën, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	noviembre-15	--	--	-
Zhambay, LLP	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Liquidación	noviembre-15	--	--	-
Repsol Investeringen, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	diciembre-15	--	--	-
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⁾ Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.

⁽²⁾ 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. Todas ellas han sido dadas de baja del Grupo Repsol.

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ Sociedades absorbidas por Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

⁽⁵⁾ El porcentaje de control no ha variado. Sin embargo, el porcentaje de participación total del Grupo ha pasado de 100% a 50%.

⁽⁶⁾ El porcentaje de control no ha variado. Sin embargo, el porcentaje de participación total del Grupo ha pasado de 39% a 19%.

⁽⁷⁾ Ver Nota 4.1.

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

A continuación se presentan las principales Operaciones Conjuntas (ver apartado 2.2.1 de la Nota 2) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto)¹:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
UPSTREAM			
Angola			
Bloque 22	30,00%	Repsol	Exploración
Bloque 35	25,00%	ENI	Exploración
Bloque 37	20,00%	Conoco	Exploración
Argelia			
Boughezoul (104b, 117, 133c, 135b y 137b)	51,00%	Repsol	Exploración
EMK	9,10%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Menzel Ledjmet Sud-Est /405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud Field / 404,405,406a	2,00%	Sonatrach	Desarrollo/Producción
Reggane (REGGANE,AZSE,SALI,TIO,KL,KLS)	29,25%	Repsol	Desarrollo/Producción
S.E. Illizi	52,50%	Repsol	Exploración
Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Total	Desarrollo/Producción
Aruba			
Aruba	50,00%	Repsol	Exploración
Australia			
Kitan	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
WA-480-P	45,00%	BHP Billiton	Exploración
Bolivia ⁽²⁾			
Amboro - Espejos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Arroyo Negro	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carahuaicho 8B	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8C	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	Repsol	Desarrollo/Producción
Huacaya (Caipipendi)	37,50%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
La Peña - Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Penocos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Sauces (Grigota)	48,33%	Repsol	Desarrollo/Producción
Margarita (Caipipendi)	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Monteagudo	39,67%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Oriental	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patujú	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Sabalo	24,46%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Alberto (San Alberto)	24,46%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Sara Boomerang III	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Sirari	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Vibora	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Yapacani	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Brasil			
Albacora Leste	6,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-C-33 (C-M-539)	21,00%	Statoil	Exploración
BM-ES-21 (ES-M-414)	6,66%	Petrobras	Exploración
BM-S-50 (S-M-623)	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51 (S-M-619)	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9 (SPS-50)- Lapa (Carioca)	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9 (SPS-55)- Sapinhoá (Guará)	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Piracucá (BM-S-7)	22,20%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración

⁽¹⁾ Las operaciones conjuntas en el segmento *Upstream* incluyen los bloques de aquellas Operaciones Conjuntas en los que el Grupo dispone de dominio minero para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Canadá ⁽³⁾			
Chauvin Alberta	63,66%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	94,99%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	78,82%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- Montney Rights	42,53%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- No Montney Rights	41,35%	Repsol	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	61,09%	Repsol	Exploración ⁽⁴⁾
Misc. British Columbia	67,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	83,39%	Repsol	Exploración
North Duvernay	87,88%	Repsol	Desarrollo/Producción
Quebec	80,00%	Repsol	Exploración
Total Frontier	55,35%	Repsol	Exploración
Wild River	44,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Colombia ⁽⁵⁾			
Caguan 5	50,00%	Meta Petroleum Corp.	Exploración
Caguan 6	40,00%	Meta Petroleum Corp.	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Chipirón	8,75%	Oxycol	Desarrollo/Producción
COL-4	33,40%	Repsol	Exploración
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol	Exploración/Producción
Cravo Norte	5,63%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Gua Off 1	30,00%	Repsol	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Equion	Exploración
Niscota	30,00%	Equion	Exploración
Piedemonte	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
Putumayo 9	40,00%	Meta Petroleum Corp.	Exploración
Putumayo 30	50,00%	Repsol	Exploración
RC-11	50,00%	Repsol	Exploración
RC-12	50,00%	Repsol	Exploración
Recetor	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
Rio Chitamina	15,19%	Equion	Desarrollo/Producción
Rondon	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Tayrona	20,00%	Petrobras	Exploración
Ecuador			
Block 16 (extensión Wati)	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
Tivacuno	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
España			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bezana	44,45%	Petroleum Oil & Gas Spain	Exploración ⁽⁴⁾
Bigüenzo	44,45%	Petroleum Oil & Gas Spain	Exploración ⁽⁴⁾
Boquerón Unit	61,95%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca -Montanazo Unit	68,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca No Unit	67,35%	Repsol	Desarrollo/Producción
Montanazo D - No Unit	72,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Rodaballo	65,42%	Repsol	Desarrollo/Producción
Estados Unidos ⁽³⁾			
Alaska			
North Slope	49,00%	Repsol	Exploración
North Slope	25,00%	Armstrong	Exploración
Beaufort Sea (Alaska)			
Beechey Point	20,00%	Shell	Exploración
Beechey Point	20,00%	ENI	Exploración
Harrison Bay	20,00%	Shell	Exploración
Harrison Bay	20,00%	ENI	Exploración
Eagle Ford	35,32%	Statoil	Desarrollo/Producción
Golfo de México			
Alaminos Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Atwater Valley	33,34%	Murphy	Exploración
Atwater Valley	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon (Shenzi)	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Green Canyon	40,00%	Murphy	Exploración
Green Canyon	33,34%	Repsol	Exploración
Green Canyon	34,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	40,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	50,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	12,50%	Chevron	Exploración
Keathley Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Mississippi Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Walker Ridge	60,00%	Repsol	Exploración
Marcellus	83,75%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus (*) Exploration unconventional	99,67%	Repsol	Exploración
Midcontinent	8,92%	SandRidge	Desarrollo/Producción
Gabón			
Luna Muetse (G4-246)	80,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Guyana			
Kanuku	70,00%	Repsol	Exploración
Indonesia			
Corridor	36,00%	Conoco	Desarrollo/Producción
East Jabung	51,00%	Repsol	Exploración
Jambi Merang	25,00%	PT Pertamina	Desarrollo/Producción
Ogan Komering	50,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Sakakemang	90,00%	Repsol	Exploración
Irlanda			
Dunquin FEL	25,00%	ENI	Exploración
Libia			
NC-115 (Development/Production)	20,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-115 (Exploration)	40,00%	Repsol	Exploración
NC-186 (Development/Production)	16,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-186 (Exploration)	32,00%	Repsol	Exploración
Malasia			
Angsi South Channel (Unit.)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM03 CAA	41,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM305	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM314	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
SB1 Kinabalu	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
SB309	70,00%	Repsol	Exploración
Block 46-CN	33,15%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marruecos			
Gharb Offshore Sud	75,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
Licencia 019B (Gyda)	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 019B (Tambar East Unit)	9,76%	BP	Desarrollo/Producción
Licencia 019C	34,00%	Repsol	Exploración
Licencia 025 (Gudrun)	15,00%	Statoil	Desarrollo/Producción
Licencia 025 B (Gudrun)	15,00%	Statoil	Exploración
Licencia 038 (Varg)	65,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 038C (Rev)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 038D	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 052 (Veslefikk)	27,00%	Statoil	Desarrollo/Producción
Licencia 053B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 D (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 185 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 187 (Gudrun)	15,00%	Statoil	Exploración
Licencia 316 (Yme)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 316B (Yme)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 378 (Area A)	17,50%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 378 (Area B)	17,50%	Wintershall	Exploración
Licencia 378 (Area C)	17,50%	Wintershall	Exploración
Licencia 528 (6707/8, 6707/9, 6707/11)	6,00%	Centrica R. Norge	Exploración
Licencia 528 B	6,00%	Centrica R. Norge	Exploración
Licencia 692 (6509/3, 6510/1, 6510/2)	70,00%	Repsol	Exploración
Licencia 704 (6705/10, 6704/12)	30,00%	DEA E&P Norge As	Exploración
Licencia 705 (6705/7, 6705/8, 6705/9, 6705/10)	40,00%	Repsol	Exploración
Licencia 721 (7321/4)	20,00%	DEA E&P Norge As	Exploración
Licencia 750 (6405/4, 6405/7, 6405/10)	40,00%	Tullow	Exploración
Licencia 750 B	40,00%	Tullow	Exploración
Licencia 801 (6605/2,3 og, 6608/1,2 og y 6706/10)	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 802 (6705/11,12)	40,00%	Repsol	Exploración
Licencia 840	20,00%	Statoil	Exploración
Licencia 847	20,00%	Wintershall	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
Licencia 10	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 261	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 269	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 287	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 426	66,60%	Repsol	Exploración
Licencia 8	22,29%	Oil Search	Exploración
Licencia 21	35,10%	Horizon Oil	Exploración
Licencia 28	37,50%	Eaglewood	Desarrollo/Producción
Licencia 38	25,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Perú			
Bloque 76	35,00%	Hunt Oil	Exploración
Bloque 56	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Bloque 57	53,84%	Repsol	Exploración
Bloque 88	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Portugal			
Ameijoa	34,00%	Repsol	Exploración
Camarao	34,00%	Repsol	Exploración
Caranguejo	70,00%	Repsol	Exploración
Lagosta	90,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Lagostim	90,00%	Repsol	Exploración
Mexilhao	34,00%	Repsol	Exploración
Ostra	34,00%	Repsol	Exploración
Sapateira	70,00%	Repsol	Exploración
Región del Kurdistan iraquí			
Kurdamir	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Topkhana	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Reino Unido ⁽⁶⁾			
Licencia 019 (22/17n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 020 (22/18n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 073 (30/18_E)	47,81%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 073 (30/18_W)	47,18%	RSRUK	Exploración
Licencia 079 (30/13a)	31,88%	RSRUK	Exploración
Licencia 101 (13/24a)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 111 (30/3a Upper)	15,55%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 111 (30/3a Blane Field)	30,75%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 116 (30/16n)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 185 (30/11b)	30,60%	RSRUK	Exploración
Licencia 185 (30/11b)_Developm.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 185 (30/12b)	30,60%	RSRUK	Exploración
Licencia 187 (11/30a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 1031 (11/25a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 1031 (12/21a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 1621 (22/24e)	25,50%	RSRUK	Exploración
Licencia 1622 (22/29c)	25,50%	RSRUK	Exploración
Licencia 1806 (22/23e)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 1880 (29/20a)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 201 (16/21d)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 219 (16/13a)	16,07%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 219 (16/13e)	16,07%	RSRUK	Exploración
Licencia 220 (15/17n-F2- Saltire)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 220 (15/17n-Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
Licencia 220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 225 (16/27a- Contract Area 3)	13,50%	JX Nippon	Exploración
Licencia 237 (15/16a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 240 (16/22a- non Arundel Area)	18,86%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 241 (21/1a)_Developm.	50,49%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 241 (21/1a Rest of Block)	41,02%	RSRUK	Exploración
Licencia 241 (21/1a)	48,16%	RSRUK	Exploración
Licencia 241 (21/1c)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 241/P244 (21/1c/21/2a- Cretaceous Area West)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 244 (21/2a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 249 (14/19n - Residual -Claymore)_Develop.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 249 (14/19n - Residual -Claymore)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 249 (14/19n_F1- Claymore)	47,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 249 (14/19n_F2- Scapa/Claymore)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (14/19a)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 250 (14/19a)_Developm.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (14/19s- Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 250 (14/19s- Rest of Block)_Develop	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (14/19s- F1)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (15/17a Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 250 (15/17a-Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (15/17s-F1- Chanter / Saltire / Lona)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (15/17s-Rest of Block)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/14 Cawdor Field Development)	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/14 Cawdor Area)	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/19a Affleck)	17,00%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 256 (30/16s)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 263 (14/18a)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 266 (30/17b)	48,45%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 291 (22/17s)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 291 (22/22a)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 291 (22/23a)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 292 (22/18a)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 294 (20/05a_F1)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 294 (20/05a)	48,16%	Repsol	Exploración
Licencia 295 (30/16t)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 297 (13/28a)	33,02%	Repsol	Exploración
Licencia 297 (13/28a)_Devel.	35,28%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 307 (13/29a)	35,28%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (14/20b-Claymore Extension)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (14/20b)	25,50%	Repsol	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Licencia 324 (14/20b-f1+f2)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (15/16b)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (15/16c)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (15/23a)	34,38%	RSRUK	Exploración
Licencia 324 (15/23a)_Developm.	34,38%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21c*_fl*-Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21c*_fl*)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 534 (98/06a-Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
Licencia 534 (98/06a-Wych Farm UOA)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
Licencia 534 (98/07a)	2,55%	Perenco	Exploración
Licencia 585 (15/12b)	20,40%	EnQuest Heather	Exploración
Licencia 593 (20/05c)	50,49%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 593 (20/05e)	48,16%	RSRUK	Exploración
Licencia 640 (15/24b - MacCulloch)	3,06%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
Licencia 640 (15/24b - E2 area)	1,53%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
Licencia 729 (13/29b - Ross Unitised Field UUAO interests)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 729 (13/29b - Blake Ext Non Skate (retained area)	40,80%	RSRUK	Exploración
Licencia 729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	40,80%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 810 (13/24b- Rest of Block)	35,28%	RSRUK	Exploración
Licencia 810 (13/24b-Rest of Block)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 810 (13/24b Blake Area)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 973 (13/28c)	33,02%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 982 (12/26a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 983 (13/23b)	25,50%	RSRUK	Exploración
Licencia089 (SZ/8, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Exploración
Licencia089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
Rumanía			
Baicoi	49,00%	OMV	Exploración
Pitesti	49,00%	OMV	Exploración
Targoviste	49,00%	OMV	Exploración
Targu Jiu	49,00%	OMV	Exploración
Rusia ⁽⁷⁾			
Alkanovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Bazhkovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Borschevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kovalevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kulturnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
North Borschevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Novo-Kievskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Penzenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Saratovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Kultashikhskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Stepnoozerskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Syskonsininskoe (SK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yelginskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yuzhno-Khadyryakhinskoe (YK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Block 23b	40,00%	BHPB	Exploración
East Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. (IBIS)	10,50%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Venezuela ⁽⁸⁾			
Barua Motatan	40,00%	Petroquiquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
Mene Grande	40,00%	Petroquiquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire	40,00%	Petroquiquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire (Gas)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Norte	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Sur	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
Vietnam			
Bloque 07/03 (CRD)	46,75%	Repsol	Exploración
Bloque 15-2/01	60,00%	Thang Long	Desarrollo/Producción
Bloque 16-1 (TGT- Unitization)	0,89%	Petrovietnam	Desarrollo/Producción
Bloque 133 y 134	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 135 y 136	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 146 y 147	80,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
DOWNSTREAM			
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol	Regasificación GNL
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	KK Lubricants	Lubricantes y Especialidades

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.

(2) Repsol dispone de una participación en YPFB Andina, S.A. que, a 31 de diciembre de 2016, asciende al 48,33% (ver Nota 8).

(3) 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"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

(4) Actividad exploratoria de recursos no convencionales.

(5) Repsol dispone de participaciones en Equion Energía, Ltd. (Equion) y Occidental de Colombia, Llc. (OXYCOL) que, a 31 de diciembre de 2016, ascienden al 49% y 25%, respectivamente (ver Nota 8).

(6) Repsol dispone de una participación en Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. (RSRUK) que, a 31 de diciembre de 2016, asciende al 51% (ver Nota 8).

(7) Repsol dispone de una participación en AR Oil&Gaz, B.V. (AROG) que, a 31 de diciembre de 2016, asciende al 49% (ver Anexo I).

(8) Repsol dispone de participaciones en Petroquirire, S.A., Cardon IV, S.A. y Petrocarabobo, S.A. que, a 31 de diciembre de 2016, ascienden al 40%, 50% y 11%, respectivamente (ver Nota 8).

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

A continuación se presentan las principales operaciones conjuntas (ver apartado 2.2.1 de la Nota 2) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto¹):

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	30,00%	Repsol	Exploración
Bloque 35	25,00%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	20,00%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
Boughezoul (104b, 117, 133c, 135b y 137b)	51,00%	Repsol	Exploración
EMK	9,10%	Groupement Berkine	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
MLSE	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud	2,00%	L'Organization Ourhoud	Desarrollo/Producción
Reggane (REGGANE,AZSE,SALI,TIO,KL,KLS)	29,25%	Repsol	Desarrollo/Producción
S.E. Illizi	52,50%	Repsol	Exploración
Tin Fouy é Tabenkor (TFT)	30,00%	Total	Desarrollo/Producción
Aruba			
Bloque Aruba offshore	35,00%	Repsol	Exploración
Australia			
AC/L5 Coralina	33,33%	Woodside	Desarrollo/Producción
Kitan	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
WA-018-L Laminara	100,00%	Woodside	Desarrollo/Producción
WA-480-P	45,00%	BHP Billiton	Exploración
Bolivia ⁽²⁾			
Amboro - Espejos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Caipipendi	37,50%	Repsol	Exploración, Explotación y Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carahuaicho 8B	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8C	24,17%	YPFB Chaco, S.A	Exploración
Carahuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Charagua	30,00%	Repsol	Exploración
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Grigota, campo Los Sauces	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
La Peña - Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Monteagudo	39,67%	Repsol	Producción
Oriental	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patujú	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
San Alberto	24,46%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Antonio	24,46%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Sara Boomerang I	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Sara Boomerang III	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración/Producción
Sirari	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Vibora	48,33%	YPF B Andina, S.A	Producción
Yapacani	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Brasil ⁽³⁾			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM C-33 (539)	35,00%	Repsol	Exploración
BME-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-S-9 (SPS-50) - Lapa (Carioca)	15,00%	Petrobras	Desarrollo / Producción
BMS-S-9 (SPS-55) - Sapinhoá (Guará)	15,00%	Petrobras	Desarrollo / Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración
Canadá ⁽⁴⁾			
Chauvin Alberta	65,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	95,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	78,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- Montney Rights	43,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- No Montney Rights	41,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	72,00%	Repsol	Exploración ⁽⁵⁾
Misc. British Columbia	67,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	87,00%	Repsol	Exploración
North Duvernay	88,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Quebec	80,00%	Repsol	Exploración
Total Frontier	56,66%	Repsol	Exploración
Wild River	64,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Colombia ⁽⁶⁾			
Catleya	50,00%	Ecopetrol S.A.	Abandono
CAG -5	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CAG-6	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
Chipirón	8,75%	Oxycol	Desarrollo/Producción
COL-4	33,34%	Repsol	Exploración

¹ Las operaciones conjuntas en el segmento *Upstream* incluyen los bloques de aquellas Operaciones Conjuntas en los que el Grupo dispone de dominio minero para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
CPE-6	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol S.A.	Exploración y Producción
Cravo Norte	5,63%	Oxycol	Desarrollo/Producción
El Portón	25,00%	Cepsa Colombia S.A.	Exploración
Guajira Off-1	30,00%	Repsol	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Hocol S.A.	Exploración
Niscota	30,00%	Equion	Exploración
Piedemonte	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
PUT -9	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT-30	50,00%	Repsol	Exploración
RC-11	50,00%	Repsol	Exploración
RC-12	50,00%	Repsol	Exploración
Recetor	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
Rio Chitamera	15,19%	Equion	Desarrollo/Producción
Rondon	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Tauramena	15,19%	Equion	Desarrollo/Producción
Tayrona	20,00%	Petrobras	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración ⁽⁵⁾
Bigüenzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración ⁽⁵⁾
Boquerón Unit	61,95%	Repsol	Desarrollo
Canarias 1	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 2	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 3	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 4	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 5	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 6	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 7	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 8	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 9	50,00%	Repsol	Exploración
Casablanca - Montanazo Unit	68,67%	Repsol	Desarrollo
Casablanca No Unit	67,35%	Repsol	Desarrollo
Chipirón	98,00%	Repsol	Producción
Fulmar	84,23%	Repsol	Exploración
Montanazo D- No Unit	72,44%	Repsol	Desarrollo
Montanazo Concesión	72,44%	Repsol	Desarrollo
Rodaballo	69,42%	Repsol	Desarrollo
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Estados Unidos ⁽⁴⁾			
Alaska			
North Slope	55,00%	Repsol	Exploración
North Slope	25,00%	Armstrong	Exploración
Beaufort Sea(Alaska)			
Beechey Point	20,00%	Shell	Exploración
Beechey Point	20,00%	ENI	Exploración
Harrison Bay	20,00%	Shell	Exploración
Harrison Bay	20,00%	ENI	Exploración
Eagle Ford	35,27%	Statoil	Desarrollo/Producción
Golfo de México			
Alaminos Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Atwater Valley	33,00%	Murphy	Exploración
Atwater Valley	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Green Canyon	25,00%	Marathon	Exploración
Green Canyon	40,00%	Murphy	Exploración
Green Canyon	33,34%	Repsol	Exploración
Green Canyon	34,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	40,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	50,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	12,50%	Chevron	Exploración
Keathley Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Mississippi Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Mississippi Canyon	50,00%	New Field	Exploración
Walker Ridge	60,00%	Repsol	Exploración
Walker Ridge	50,00%	Repsol	Exploración
Marcellus	83,79%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus	99,64%	Repsol	Exploración ⁽⁵⁾
Midcontinent	9,32%	SandRidge	Desarrollo/Producción
Gabón			
Luna Muetse (G4-246)	80,00%	Repsol	Exploración
Guyana			
Kanuku	40,00%	Repsol	Exploración
Indonesia			
Corridor PSC	36,00%	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Desarrollo y Producción
East Jabung PSC	51,00%	Repsol	Exploración
Jambi Merang PSC	25,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Jambi Merang	Producción
Ogan Komerang PSC	50,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Ogan Komerang	Producción
Sakakemang PSC	90,00%	Repsol	Exploración
Tanggah LNG Project ⁽⁷⁾	3,06%	BP Berau Ltd.	Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Irlanda			
Dunquin FEL	25,00%	Exxon Mobil	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115 (Capex)	20,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Capex)	16,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol	Exploración y Producción
Malasia			
PM3 CAA PSC	41,44%	Repsol	Desarrollo y Producción
PM 305 PSC	60,00%	Repsol	Producción
PM 314 PSC	60,00%	Repsol	Producción
SB 309 PSC	70,00%	Repsol	Exploración
SB1 Kinabalu Oil PSC	60,00%	Repsol	Desarrollo y Producción
Marruecos			
Gharb Offshore Sud	75,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
Licencia 019B	61,00%	Repsol	Producción
Licencia 019C	15,00%	Repsol	Producción
Licencia 019D	31,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 025	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 025B	15,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 038	65,00%	Repsol	Producción
Licencia 038C	70,00%	Repsol	Producción
Licencia 038D	40,00%	Repsol	Producción
Licencia 038E	65,00%	Repsol	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	Producción
Licencia 316B	60,00%	Repsol	Producción
Licencia 378	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 640	100,00%	Repsol	Exploración
Licencia 704	30,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 705	40,00%	Repsol	Exploración
Licencia 721	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 750	40,00%	Tullow Oil Norge AS	Exploración
Licencia 801	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 802	40,00%	Repsol	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
Licencia N° 8	22,29%	Oil Search Ltd	Exploración
Licencia N° 10	40,00%	Repsol	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%	Repsol	Exploración
Licencia N° 235	60,00%	Repsol	Exploración
Licencia N° 239	55,00%	Repsol	Exploración
Licencia N° 261	30,00%	Repsol	Exploración
Licencia N° 269	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia N° 287	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia N° 426	60,00%	Repsol	Exploración
Perú			
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Producción
Lote 57	53,84%	Repsol	Exploración, Desarrollo y Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Exploration and Production Company of Perú L	Exploración
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Exploración y Producción
Lote 103	100,00%	Repsol	Exploración
Portugal			
Ameijoa	34,00%	Repsol	Exploración
Camarão	34,00%	Repsol	Exploración
Caranguejo	70,00%	Repsol	Exploración
Lagosta	90,00%	Repsol	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol	Exploración
Mexilhão	34,00%	Repsol	Exploración
Ostra	34,00%	Repsol	Exploración
Sapateira	70,00%	Repsol	Exploración
Región del Kurdistan iraní			
Kurdamir Bloque	40,00%	Repsol	Desarrollo
Piramagrum	50,00%	Repsol	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol	Exploración
Topkhana Bloque	60,00%	Repsol	Exploración
Reino Unido ⁽⁸⁾			
P019 (22/17n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P020 (22/18n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P073 (30/18E - Orion)	47,81%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P073 (30/18W)	47,18%	RSRUK	Exploración
P079 (30/13a East)	31,88%	RSRUK	Exploración
P101 (13/24a Blake)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Upper)	15,55%	RSRUK	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
P111 (30/3a Blane Field)	30,75%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P116 (30/16n)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)	30,60%	RSRUK	Exploración
P185 (30/11b)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P185 (30/12b)	30,60%	RSRUK	Exploración
P187 (11/30a - Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1031 (11/25a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1031 (12/21a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1621 (22/24e)	25,50%	RSRUK	Exploración
P1622 (22/28c)	25,50%	RSRUK	Exploración
P1622 (22/29c)	25,50%	RSRUK	Exploración
P1806 (22/23e)	51,00%	RSRUK	Exploración
P1880 (29/20a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P2042 (22/22c)	25,50%	Apache	Exploración
P2042 (22/27b)	25,50%	Apache	Exploración
P2049 (30/16g)	51,00%	RSRUK	Exploración
P2053 (29/17, 29/18a,29/22a y 29/23a)	33,15%	RSRUK	Exploración
P201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d - Glamis)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P213 (16/26a Area E)	51,00%	RSRUK	Exploración
P219 (16/13a)	16,07%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P219 (16/13e)	16,07%	RSRUK	Exploración
P220 (15/17n - F2 Saltire)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n - Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P225 (16/27a)	13,50%	JX Nippon	Exploración
P225 (16/27a - Contract Area 3)	5,03%	BP	Desarrollo/Producción
P237 (15/16a Tartan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P240 (16/22a Burghley)	18,86%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P240 (16/22b Arundel)	3,61%	Arco British	Exploración
P241 (21/1a Buchan)	50,49%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P241 (21/1a Rest of Block)	41,02%	RSRUK	Exploración
P241 (21/1a North Buchan)	48,16%	RSRUK	Exploración
P241 (21/c Non Buchan)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P241/P244 (21/1c, 21/2a Cretaceous)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P244 (21/2a Cretaceous Area West)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n Residual)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n Residual)	51,00%	RSRUK	Exploración
P249 (14/19n F1 Claymore)	47,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n F2 Scapa Field)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (14/19a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (14/19s)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s F1)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (15/17a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (15/17a Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
P250 (15/17s-F1- Chanter / Saltire / Lona)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (15/17s-Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	Maersk	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Cawdor)	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
P255 (30/19 a Affleck)	17,00%	Maersk	Desarrollo/Producción
P256 (30/16s Fulmar)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P266 (30/17b Clyde)	48,45%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/17 s)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/22 a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/23 a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/23 d)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P292 (22/18 a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P294 (20/05a F1 Buchan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P294 (20/05a Non Buchan)	48,16%	RSRUK	Exploración
P295 (30/16t Auk)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)	33,02%	RSRUK	Exploración
P297 (13/28a)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P312 (16/18a)	15,81%	JX Nippon	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b - Claymore Extensión)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b Duart)	25,50%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b F1 + F2 Highlander)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/16b Tartan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/16c Tartan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/23a)	34,38%	RSRUK	Exploración
P324 (15/23a - Galley)	34,38%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b F1 - Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c F1 - Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c F1 outside Balmoral)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a Wytych Farm)	2,53%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/07a)	2,55%	Perenco	Exploración
P585 (15/12b)	20,40%	EnQuest Heather	Exploración
P593 (20/05c Hannay)	50,54%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P593 (20/05c)	48,16%	RSRUK	Exploración
P640 (15/24b - MacCulloch)	3,06%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
P640 (15/24b - E2)	1,53%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Unitsed)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext)	40,80%	RSRUK	Exploración
P729 (13/29b - Blake Ext)	40,80%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b North)	35,28%	RSRUK	Exploración
P810 (13/24b North)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b Blake Area)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P982 (12/26a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P983 (13/23b)	25,50%	RSRUK	Exploración
PL 089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a98/06a)	2,55%	Perenco	Exploración
PL 089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a98/06a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
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
Rusia ⁽⁹⁾			
Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Bazhkovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Borshevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Cherenushkiy	49,00%	AROG	Exploración
Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kovalevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kultumenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Novo-Kievskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Pushkarikhinskiy	49,00%	AROG	Exploración
Saratovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Kultashikhskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Stepnozerskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Syskonsininskoe (SK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Vostochno-Kultumenskiy	49,00%	AROG	Exploración
West-Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yelginskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yuzhno-Khadryakhinskoe (YK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Bloque 23 B	40,00%	BHP Billiton Petroleum	Exploración
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
East Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. (IBIS)	10,50%	EOG	Desarrollo/Producción
TSP (POUI)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
TSP (SAMAAN)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
TSP (TEAK)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Venezuela ⁽¹⁰⁾			
Barua Motatan	40,00%	Petroquiraire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
Mene Grande	40,00%	Petroquiraire	Desarrollo/Producción
Quiraire	40,00%	Petroquiraire	Desarrollo/Producción
Quiraire (Gas)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yucal Placer	15,00%	Ypergas, S.A.	Exploración y Producción
Vietnam			
Block 16-1 (TGT- Unitization)	60,00%	Petrovietnam	Desarrollo/Producción
Bloque 05-2/10 PSC	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 07/03 PSC	55,00%	Repsol	Exploración y Producción
Bloque 133-134 BCC	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 135-136 PSC	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 146-147 PSC	80,00%	Repsol	Exploración
Bloque 15/2-01 PC	60,00%	Thang Long Joint Operating Company (TLJOC)	Producción
Bloque 156-159 PSC	100,00%	Repsol	Exploración
DOWNSTREAM			
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol	Regasificación de GNL
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	KK Lubricants	Lubricantes y Especialidades

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.

(2) Repsol dispone de una participación en YPFB Andina, S.A. que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 48,33% (ver Nota 8).

(4) Repsol dispone de una participación en Repsol Sinopec Brasil, S.A. que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 60,01% (ver Nota 8).

(4) Repsol dispone de participaciones en Equion Energía, Ltd. (Equion) y Occidental de Colombia, Llc. (OXYCOL) que, a 31 de diciembre de 2015, ascienden al 49% y 25%,

(5) 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"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

(6) Actividad exploratoria de recursos no convencionales.

(7) Talisman poseía un 42,4% de participación en Wiriagar a 31 de diciembre de 2015, uno de los tres contratos de producción compartida (PSC) del Tangguh Project.

Talisman poseía un 3,06% de Tangguh LNG project a 31 de diciembre de 2015 (ver Nota 4).

(8) Repsol dispone de una participación en Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. (RSRUK) que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 51% (ver Nota 8).

(9) Repsol dispone de una participación en AR Oil&Gas, B.V. (AROG) que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 49,01%.

(10) Repsol dispone de participaciones en Petroquiraire, S.A., Cardon IV, S.A. y Petrocarabobo, S.A. que, a 31 de diciembre de 2015, ascienden al 40%, 50% y 11%, respectivamente.

ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES MODELO DE REPORTING Y LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE¹

Magnitudes de la Cuenta de Resultados

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

	Resultados de 2016 y 2015											
	AJUSTES											
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados Específicos		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	2.067	1.764	98	355	(448)	(4.147)	194	(696)	(156)	(4.488)	1.911	(2.724)
Resultado financiero	(315)	244	(68)	44	149	173	0	0	81	217	(234)	461
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	371	469	(177)	(558)	0	0	0	0	(177)	(558)	194	(89)
Resultado antes de impuestos	2.123	2.477	(147)	(159)	(299)	(3.974)	194	(696)	(252)	(4.829)	1.871	(2.352)
Impuesto sobre beneficios	(164)	(539)	147	159	(323)	1.182	(51)	194	(227)	1.535	(391)	996
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.959	1.938	0	0	(622)	(2.792)	143	(502)	(479)	(3.294)	1.480	(1.356)
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(37)	(86)		0	4	1	(10)	43	(6)	44	(43)	(42)
Rdo neto procedente de op. continuadas	1.922	1.852	0	0	(618)	(2.791)	133	(459)	(485)	(3.250)	1.437	(1.398)
Rdo de operaciones interrumpidas	0	0	0	0	299	0	0	0	299	0	299	0
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.922	1.852	0	0	(319)	(2.791)	133	(459)	(186)	(3.250)	1.736	(1.398)

	Millones de euros									
	Importe neto de la cifra de negocios ⁽²⁾		Dotación a la amortización del inmovilizado		Ingresos / (gastos) por deterioros		Rdo. Inv. Cont. por el método de la participación		Impuesto sobre beneficios	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
<i>Segmentos</i>										
Magnitudes Ajustadas ⁽¹⁾	36.387	41.460	(3.173)	(3.794)	(585)	(4.175)	371	469	(538)	909
Upstream	(1.668)	(1.629)	640	664	296	384	(182)	(529)	144	77
Downstream	(29)	(92)	4	6	7	29	7	(27)	3	10
Corporación	(1)	(2)	-	-	(1)	-	(2)	(2)	-	-
MAGNITUDES NIIF-UE	34.689	39.737	(2.529)	(3.124)	(283)	(3.762)	194	(89)	(391)	996

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 “*Información por segmentos de negocio*”.

⁽²⁾ El importe neto de la cifra de negocios 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 (NIIF-UE). Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

	Millones de euros					
	Procedente de clientes		Operaciones intersegmento		Importe neto de la cifra de negocios	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
<i>Segmentos</i>						
Upstream		4.159		3.683		4.963
Downstream		32.228		37.751		32.244
Corporación		-		25		4
(-) Ajustes y eliminaciones entre segmentos		-		1		(824)
TOTAL	36.387	41.460	-	-	36.387	41.460

⁽¹⁾ Algunas de las magnitudes presentadas en este Anexo tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA). Para más información, véase el Anexo I del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2016.

Magnitudes de Balance

Segmentos	Millones de euros					
	Activos no corrientes ⁽²⁾		Inversiones netas de explotación ⁽³⁾		Inv. Cont. por el método de la participación	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Magnitudes Ajustadas ⁽¹⁾	43.672	44.569	(500)	11.960	3.901	5.322
Upstream	(7.577)	(6.753)	(565)	(1.233)	6.229	6.433
Downstream	(23)	(24)	1	(9)	41	38
Corporación	(1)	(3)	6	1	5	5
MAGNITUDES NIIF-UE	36.071	37.789	(1.058)	10.719	10.176	11.797

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 “*Información por segmentos de negocio*”.

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

⁽³⁾ Incluye las inversiones devengadas en el periodo netas de desinversiones, pero no incluye inversiones netas en “*Otros activos financieros*”.

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 poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

El 21 de mayo de 2015 entró 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. En el ámbito de la seguridad, a la fecha de formulación de estas cuentas anuales, se encuentra en proceso de transposición la Directiva 2013/30/UE sobre la seguridad de las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro (incorporada solo parcialmente al ordenamiento jurídico español). Dicha Directiva establece los requisitos mínimos destinados a prevenir accidentes graves a personas y al medio ambiente en las operaciones relacionadas con el petróleo y el gas mar adentro y a limitar las consecuencias de tales accidentes y aspira a que los Estados miembros se aseguren de que las empresas registradas en la Unión Europea incluyan sus operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro efectuadas fuera de la Unión Europea en la documentación de sus políticas corporativas de

prevención de accidentes graves, informando asimismo a las autoridades del Estado miembro de las circunstancias de un accidente grave en el que hayan estado implicadas.

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 inventario 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.

En relación con esta normativa conviene destacar que dentro de la estrategia marco de la Unión Energética para conseguir una economía competitiva, segura y limpia, en noviembre de 2016 se publicó el paquete de “Energía limpia”, que engloba una nueva gobernanza de la Unión Europea incluyendo la revisión, entre otras, de la Directiva 2012/27/UE¹.

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 (FNEE) 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.

Las sucesivas órdenes IET por las que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética vienen siendo recurridas por las distintas empresas alcanzadas por las citadas obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional, entre ellas las afectadas del Grupo Repsol.

Auditorías energéticas

En el mes de febrero de 2016 entró en vigor el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que, se transpone el Artículo 8 de la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la Eficiencia Energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.

Establece una obligación de aplicación generalizada a todas las empresas que no sean PYMES (“grandes empresas”) de la Unión Europea consistente en la elaboración periódica de auditorías energéticas, a fin analizar si la gestión energética está optimizada y, en su caso, determinar oportunidades de ahorro y propuestas de eficiencia energética.

Los sujetos obligados deben realizar una auditoría cada cuatro años, a partir de la fecha de la auditoría energética anterior, que cubra al menos el 85 % del consumo total de energía del conjunto de instalaciones ubicadas en el territorio nacional.

Los sistemas de gestión energética, basados en la norma internacional ISO 50001, están implantados en las principales compañías industriales del Grupo.

Combustibles alternativos

El Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre publicado el 10 de diciembre (BOE 298/2016) establece el marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y tiene como objetivo minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo, mitigar el impacto medioambiental del transporte y establecer los requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural y de hidrógeno.

El Consejo de Ministros aprobará un marco de acción nacional para el desarrollo del mercado respecto de los combustibles alternativos en el sector del transporte y la implantación de la infraestructura

¹ También incluye la revisión de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento y del Consejo sobre el uso de fuentes de energías renovables.

correspondiente.

Cambio Climático y Calidad del aire

Tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por los países en sus respectivos NDCs (*National Determined Contribution*) tendrán un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas. El Acuerdo es sin duda un paso más hacia una economía baja en emisiones, con modelos de empresa más sostenible. Repsol como firmante del documento *Paris Pledge for Action* apoya el acuerdo y trabaja para que la compañía sea una parte de la solución del problema climático.

En 2016 se ha iniciado la revisión de la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE.

Asimismo, en 2016 se ha publicado la Directiva 2016/2284/UE (por la que se modifica la Directiva 2003/35/CE y se deroga la Directiva 2001/81/CE) sobre la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos (SO₂, NO_x; NH₃, COVs no metánicos y partículas finas), que impactan en la calidad del aire local.

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 N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo N° 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 N°. 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 N°. 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera en Bolivia, la misma que fue reglamentada mediante el Decreto Supremo No. 2830 del 06 de julio de 2016, estableciendo los siguientes aspectos principales: (i) se otorga un incentivo a la producción de petróleo orientado a mejorar los ingresos en campos de petróleo, el mismo que varía de \$30 hasta \$55 por barril de petróleo dependiendo de las

condiciones de precio, nivel de producción y sujeto a la ejecución de nuevas inversiones. El incentivo aplica si el petróleo es menor que 55°API (ii) se otorga un incentivo para la producción de condensado de petróleo por encima de las reservas probadas y sujeto a la presentación de un Plan de Desarrollo que comprometa nuevas inversiones. El incentivo va de 0 a 30\$ por barril de condensado asociado al gas y dura hasta diciembre 2025 (iii) se otorga un incentivo al condensado asociado al gas natural procedente de nuevos descubrimientos, el incentivo varía desde 30\$ hasta 55\$ por barril. El plazo del incentivo se fija para cada proyecto en base a que éste obtenga un punto de equilibrio financiero de acuerdo a una fórmula establecida en el reglamento basada en un Valor Actual Neto esperado igual a 0, pero con un plazo máximo de 25 años y (iv) en el caso de gas seco, se asignará mercados preferentes de exportación.

Por otro lado, la Ley N° 817 de 19 de julio de 2016 complementa el Artículo 42 de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, artículo que fue previamente modificado por medio de la Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015, permitiendo a YPFB a suscribir una adenda a los Contratos de Operación para ampliar el plazo, de forma se permita la explotación de las reservas certificadas, siempre que comprometan nuevas inversiones en actividades de exploración (por importe mayor a 350 millones de dólares americanos) o en actividades de exploración y su desarrollo (por importe mayor a 500 millones de dólares), a ser ejecutadas en un plazo de 5 años (hasta julio de 2021) y de acuerdo a un plan de inversiones a ser aprobado por YPFB.

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 Caipipendi 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 Caipipendi con el correspondiente incremento de la producción.

En el marco las Leyes N° 767 y 817 citadas anteriormente, en fecha 15 de diciembre de 2016, se suscribió con YPFB la Adenda al Contrato de Operación del Área Caipipendi, la misma que entrará en efectividad una vez sea aprobada por la Asamblea Legislativa Plurinacional y protocolizada ante Notaria de Gobierno, la cual amplía el plazo del Contrato sujeto a la ejecución de los importes de inversión determinados por las normas antes citadas.

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 refino, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones

establecidas en la legislación.

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

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia regulatoria 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 (la cual fue alterada por la Ley N° 13.365/16) 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 tendrá un derecho preferente a ser el operador del área y deberá comunicar su decisión en un período de hasta 30 días. En el caso que la misma sea designada como Operadora, esa deberá tener una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor;
- 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 terreno 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 de manera periódica a supervisión y revisión gubernamental. Dicha legislación impone restricciones y prohibiciones a la liberación o emisión de diferentes sustancias derivadas de determinadas operaciones del sector petrolífero y del gas, como el dióxido de azufre y el óxido nitroso, además de las condiciones o prohibiciones de explotación en ciertas zonas medioambientalmente sensibles. Asimismo, esta legislación establece 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 significativas

En noviembre de 2016, el Gobierno Provincial de Alberta aprobó una serie de normas reguladoras de las emisiones de carbono, entre las que se incluye un gravamen al carbono aplicable en todos los sectores industriales. El precio por tonelada de carbono emitido aumentará hasta 20 dólares canadienses en 2017, y 30 dólares en 2018. El gravamen es exigible en el momento de la retirada o compra de hidrocarburos transportados por oleoducto o gaseoducto. No obstante, salvo en algunos casos, hasta 2023 la nueva normativa prevé exenciones para los productores de exploración (*Upstream*) y para transformadores de materias primas. La Compañía ya ha solicitado y obtenido todos los certificados de exención disponibles.

Aparte de las regulaciones provinciales, el Gobierno Federal de Canadá ha anunciado, como parte del llamado “*Marco Nacional de Crecimiento Limpio y Cambio Climático*”, la posibilidad de se produzcan futuros incrementos en el precio del carbono por parte las provincias, hasta alcanzar 50 dólares canadienses por tonelada en 2022.

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 modificadorio 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 de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una actividad minera y por lo tanto, salvo determinados aspectos medioambientales, no se rigen por la legislación federal, puesto que la producción u obtención de gas natural, que implica su extracción física del suelo y su preparación para las primeras fases de distribución, es competencia de cada Estado.

Actualmente, la compañía realiza operaciones en Alaska, Kansas, Louisiana, Oklahoma, Pennsylvania y Texas 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).

En Texas los reguladores principales de actividades de exploración y producción son el *Railroad Commission of Texas* (RRC) y la *Texas Commission on Environmental Quality* (TCEQ) y en Pennsylvania es *Pennsylvania Department of Environmental Protection* (DEP).

La administración federal tiene competencia exclusiva para regular la venta y transporte de hidrocarburos en el comercio interestatal de reventa. Además, la administración federal ostenta competencias en ciertas materias medioambientales que afectan a la industria de los hidrocarburos. En mayo de 2016, la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (EPA, por sus siglas en inglés) dictó nuevas normas sobre la reducción de emisiones de metano, compuestos orgánicos volátiles como el benceno y otros contaminantes atmosféricos en actividades de hidrocarburos, incluyendo la fracturación hidráulica. Estas nuevas normas contienen requisitos en relación a los límites de emisiones y a la frecuencia de seguimiento de emisiones fugitivas.

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 licenciatario (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 refineries 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.

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. (PDVSA), 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 Gobierno venezolano ha dictado el Decreto Presidencial N° 2.184 publicado en fecha 14 de enero de 2016 en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214 mediante el cual declara Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio Nacional, por un lapso de sesenta (60) días. El propósito del Decreto es que el Ejecutivo Nacional adopte las medidas oportunas excepcionales y extraordinarias, para asegurar a la población el disfrute pleno de sus derechos, preservar el orden interno, el acceso oportuno a bienes y servicios fundamentales, e igualmente disminuir los efectos de las circunstancias de orden natural que han afectado la generación eléctrica, el acceso a los alimentos y otros productos esenciales para la vida. Entre las medidas que el Ejecutivo Nacional podrá dictar, se encuentran la aprobación y suscripción por parte del Ejecutivo Nacional de contratos de interés público para la obtención de recursos financieros, asesorías técnicas o aprovechamiento de recursos estratégicos para el desarrollo económico del país, sin sometimiento a autorizaciones o aprobaciones de otros Poderes Públicos, y cualesquiera otras medidas de orden social, ambiental, económico, político y jurídico que estime convenientes, con la finalidad de resolver la situación extraordinaria y excepcional que constituye el objeto del Decreto e impedir la extensión de sus efectos.

El Decreto Presidencial se ha prorrogado hasta la presente fecha en cinco (5) oportunidades, mediante la modalidad de una nueva publicación de Decreto Presidencial en la que se declare Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio Nacional, por un lapso de sesenta (60) días, seguido de su respectiva prórroga por un lapso similar.

Recientemente, en fecha 13 de noviembre de 2016 se publicó el Decreto Presidencial N°. 2.548 en Gaceta Oficial Extraordinaria N°. 6.272, mediante el cual se prorroga por sesenta (60) días el plazo establecido en el Decreto Presidencial N°. 2.452 de fecha 13 de septiembre de 2016, publicado en la Gaceta Oficial N°. 6.256 Extraordinaria de la misma fecha.

Ambos decretos han sido desaprobadados por la Asamblea Nacional, -y en el caso del primero de ellos, igualmente la solicitud del Presidente de la República de prorrogar el Estado de Emergencia Económica-. Sin embargo la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia (TSJ) declaró en sendos fallos la pertinencia y constitucionalidad de los mismos.

En relación a los nuevos convenios cambiarios que han entrado en vigor véase Nota 22.3.

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).

De acuerdo al Convenio Cambiario N° 37, las licenciatarias para la exploración y explotación de gas, previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos aquellas personas privadas nacionales o extranjeras poseedores de Licencias de Gas, podrán mantener en cuentas de instituciones bancarias o de naturaleza análoga, las divisas obtenidas como producto de la operación de sus licencias, incluyendo aquellas generadas por el producto de sus ventas de exportación o cambio de patrón de consumo.

En el marco de dicha disposición, las divisas colocadas en las entidades bancarias mencionadas podrán ser dirigidas en primer término a la inversión o reinversión de aquellos proyectos gasíferos debidamente aprobados por el ministerio de adscripción, así como también a la restitución de fondos y pago de bienes, materiales y equipos relacionados con la ejecución de tales proyectos, siempre que estos no sean de fabricación nacional y sean de necesaria adquisición para la ejecución de las operaciones de la licenciataria.

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.