

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

Correspondientes al tercer trimestre y al periodo de nueve meses
terminado el 30 de septiembre de 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 a 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
	2.3	30/09/2016	31/12/2015
Inmovilizado Intangible:		5.046	4.790
a) Fondo de Comercio	5.1	3.010	3.099
b) Otro inmovilizado intangible		2.036	1.691
Inmovilizado material	5.1	26.763	28.202
Inversiones inmobiliarias		27	26
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	5.2	10.207	11.798
Activos financieros no corrientes	5.4	754	715
Activos por impuesto diferido		4.693	4.743
Otros activos no corrientes		300	179
ACTIVO NO CORRIENTE		47.790	50.453
Activos no corrientes mantenidos para la venta	5.3	418	262
Existencias		3.397	2.853
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar:		4.862	5.680
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		2.740	2.607
b) Otros deudores		1.413	2.060
c) Activos por impuesto corriente		709	1.013
Otros activos corrientes		334	271
Otros activos financieros corrientes	5.4	1.287	1.237
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.4	3.387	2.448
ACTIVO CORRIENTE		13.685	12.751
TOTAL ACTIVO		61.475	63.204

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del balance de situación consolidado a 30 de septiembre de 2016.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado a 30 de septiembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015

	Nota	Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	2.3	30/09/2016	31/12/2015
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.466	1.442
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reserva legal		259	259
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(334)	(248)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		17.735	19.571
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		1.120	(1.392)
Dividendo y retribuciones	5.6	-	(228)
Otros instrumentos de patrimonio		991	1.017
FONDOS PROPIOS		27.665	26.849
Partidas reclasificables al resultado del ejercicio:		1.285	1.691
Activos financieros disponibles para la venta		5	3
Operaciones de cobertura		(215)	(227)
Diferencias de conversión		1.495	1.915
OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO		1.285	1.691
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE Y A OTROS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO		28.950	28.540
INTERESES MINORITARIOS		232	228
TOTAL PATRIMONIO NETO	5.6	29.182	28.768
Subvenciones		6	7
Provisiones no corrientes	5.7	6.076	5.827
Pasivos financieros no corrientes:	5.4	9.571	10.581
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		9.460	10.491
b) Otros pasivos financieros		111	90
Pasivos por impuesto diferido		1.482	1.602
Otros pasivos no corrientes		1.913	1.942
PASIVO NO CORRIENTE		19.048	19.959
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	5.3	160	8
Provisiones corrientes	5.7	1.024	1.377
Pasivos financieros corrientes:	5.4	6.751	7.073
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		6.704	7.004
b) Otros pasivos financieros		47	69
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		5.310	6.019
a) Proveedores		1.668	1.799
b) Otros acreedores		3.440	3.975
c) Pasivos por impuesto corriente		202	245
PASIVO CORRIENTE		13.245	14.477
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		61.475	63.204

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del balance de situación consolidado a 30 de septiembre de 2016.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al tercer trimestre (3T) de 2016 y 2015 y a los periodos de nueve meses (9M) terminados a 30 de septiembre de 2016 y 2015

	Nota	Millones de euros			
		3T 2016	3T 2015	9M 2016	9M 2015
Ventas		8.881	10.166	24.576	30.209
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		40	44	104	120
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		149	(10)	472	49
Reversión de provisiones y beneficios por enajenaciones de inmovilizado	3	507	375	864	602
Otros ingresos de explotación	5.8	251	567	703	1.261
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN		9.828	11.142	26.719	32.241
Aprovisionamientos		(6.454)	(7.661)	(17.220)	(22.427)
Gastos de personal	5.8	(519)	(556)	(1.987)	(1.580)
Otros gastos de explotación		(1.431)	(1.587)	(4.199)	(4.716)
Amortización del inmovilizado		(598)	(833)	(1.756)	(2.193)
Dotación de provisiones y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(86)	(690)	(139)	(827)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN		(9.088)	(11.327)	(25.301)	(31.743)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		740	(185)	1.418	498
Ingresos financieros		41	23	134	88
Gastos financieros		(169)	(230)	(534)	(562)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		8	12	(27)	992
Diferencias de cambio		28	(4)	90	(269)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	5.4	-	-	49	(7)
RESULTADO FINANCIERO		(92)	(199)	(288)	242
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	5.2	40	(23)	252	235
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		688	(407)	1.382	975
Impuesto sobre beneficios	5.9	(198)	195	(232)	(104)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		490	(212)	1.150	871
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(9)	(9)	(30)	(39)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		481	(221)	1.120	832
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE					
	5.6.3	Euros	Euros	Euros	Euros
Básico		0,33	(0,16)	0,76	0,56
Diluido		0,33	(0,16)	0,76	0,56

Las notas 1 a 6 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada a 30 de septiembre de 2016.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
 Estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado correspondiente al tercer trimestre (3T) de 2016 y 2015 y los
 periodos de nueve meses (9M) terminados a 30 de septiembre de 2016 y 2015

	Millones de euros			
	3T 2016	3T 2015	9M 2016	9M 2015
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la cuenta de pérdidas y ganancias)	490	(212)	1.150	871
OTRO RESULTADO GLOBAL				
Partidas no reclasificables al resultado del ejercicio:				
Por ganancias y pérdidas actuariales	-	(9)	-	(4)
Participación en otro resultado global reconocidos por las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	2	-	(1)	-
Efecto impositivo	-	-	(5)	-
TOTAL	2	(9)	(6)	(4)
OTRO RESULTADO GLOBAL				
Partidas reclasificables al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	2	-	2	12
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	2	-	2	6
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	-	-	-	6
Cobertura de flujos de efectivo	6	(6)	(9)	(49)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	-	(15)	(41)	(570)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	6	9	32	(4)
Importes transferidos al valor inicial de las partidas cubiertas	-	-	-	525
Diferencias de conversión	(89)	(1)	(450)	1.171
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(88)	4	(434)	1.169
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(1)	(5)	(16)	2
Participación en otro resultado global reconocido por las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	17	(144)	74	(105)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(26)	(146)	24	(104)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	43	2	50	(1)
Efectivo impositivo	3	1	(25)	15
TOTAL	(61)	(150)	(408)	1.044
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	431	(371)	736	1.911
a) Atribuidos a la entidad dominante	423	(378)	708	1.865
b) Atribuidos a intereses minoritarios	8	7	28	46

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado a 30 de septiembre de 2016.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado a 30 de septiembre de 2016 y a 31 de diciembre de 2015

Millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante								Total Patrimonio Neto
	Fondos Propios								
	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 2.3)	-	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	-	(1.392)	-	1.259	(122)	56	(66)
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)	(1.392)	1.017	1.691	28.540	228	28.768
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(6)		1.120		(406)	708	28	736
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación/(Reducción) de capital	24	(24)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(33)	(86)	-	-	-	(119)	-	(119)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(144)	-	-	-	-	(144)	-	(144)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	(1.392)	-	1.392	-	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(21)	-	-	(26)	-	(47)	-	(47)
Otras variaciones	-	12	-	-	-	-	12	1	13
Saldo final al 30/09/2016	1.466	24.422	(334)	1.120	991	1.285	28.950	232	29.182

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado a 30 de septiembre de 2016.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente al tercer trimestre (3T) de 2016 y 2015 y a los periodos de nueve meses (9M) terminados a 30 de septiembre de 2016 y 2015

	Millones de euros			
	3T 2016	3T 2015	9M 2016	9M 2015
Resultado antes de impuestos	688	(407)	1.382	975
Ajustes de resultado:	319	1.284	1.621	1.891
Amortización del inmovilizado	600	833	1.758	2.193
Otros ajustes del resultado (netos)	(281)	451	(137)	(302)
Cambios en el capital corriente	(236)	535	(756)	85
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(130)	19	(5)	(222)
Cobros de dividendos	79	274	385	407
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios	(67)	(154)	69	(296)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación	(142)	(101)	(459)	(333)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación	641	1.431	2.242	2.729
Pagos por inversiones:	(568)	(1.044)	(2.150)	(10.920)
Empresas del grupo y asociadas	(157)	(241)	(629)	(8.648)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(378)	(695)	(1.379)	(2.026)
Otros activos financieros	(33)	(108)	(142)	(246)
Cobros por desinversiones:	2.154	254	2.995	1.585
Empresas del grupo y asociadas	1.959	134	2.624	389
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	137	120	304	134
Otros activos financieros	58	-	67	1.062
Otros flujos de efectivo	-	-	(1)	494
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión	1.586	(790)	844	(8.841)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	(65)	(164)	(114)	860
Emisión	-	-	-	995
Adquisición	(44)	(164)	(97)	(318)
Enajenación	(21)	-	(17)	183
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(775)	(32)	(1.049)	2.544
Emisión	2.995	2.349	10.115	8.970
Devolución y amortización	(3.770)	(2.381)	(11.164)	(6.426)
Pagos por dividendos y remun. de otros instr.de patrimonio	(144)	(243)	(415)	(488)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:	(77)	(270)	(559)	519
Pagos de intereses	(67)	(103)	(463)	(498)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación	(10)	(167)	(96)	1.017
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación	(1.061)	(709)	(2.137)	3.435
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(4)	(5)	(10)	58
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes	1.162	(73)	939	(2.619)
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	2.225	2.092	2.448	4.638
Efectivo y equivalentes al final del periodo	3.387	2.019	3.387	2.019
COMPONENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	3T 2016	3T 2015	30/09/2016	30/09/2015
Caja y bancos	2.260	1.608	2.260	1.608
Otros activos financieros	1.127	411	1.127	411
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	3.387	2.019	3.387	2.019

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo consolidado a 30 de septiembre de 2016.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS DEL GRUPO REPSOL

ÍNDICE

Nota n°	Asunto	Página
(1)	INFORMACIÓN GENERAL	9
	1.1 Sobre el Grupo Repsol	9
	1.2 Sobre los estados financieros resumidos consolidados.....	9
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	9
	2.1 Principios generales.....	9
	2.2 Normativa aplicable a la información financiera	10
	2.3 Políticas contables y comparación de la información	10
	2.4 Cambios en estimaciones y juicios contables	11
	2.5 Estacionalidad	11
	2.6 Información por segmentos de negocio	11
	DESGLOSES DE INFORMACIÓN	
(3)	PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES	13
(4)	RESULTADOS E INDICADORES POR SEGMENTOS	14
	4.1 Principales indicadores de desempeño	14
	4.2 Entorno macroeconómico.....	15
	4.3 Resultados	16
	4.4 Información por área geográfica.....	19
(5)	OTRA INFORMACIÓN	20
	5.1 Inmovilizado	20
	5.2 Inversiones contabilizadas por el método de la participación.....	22
	5.3 Inversiones mantenidas para la venta	22
	5.4 Instrumentos financieros	23
	5.5 Otros riesgos. Venezuela.....	24
	5.6 Patrimonio neto	25
	5.7 Provisiones	27
	5.8 Ingresos y gastos de explotación	28
	5.9 Situación fiscal	28
	5.10 Contingencias legales	30
(6)	HECHOS POSTERIORES	31
	ANEXOS	
	ANEXO I: COMPOSICIÓN DEL GRUPO	32
	ANEXO II: MARCO REGULATORIO	34
	ANEXO III: POLÍTICAS CONTABLES	37
	ANEXO IV: OTRA INFORMACIÓN DE DETALLE	39
	ANEXO V: MEDIDAS ALTERNATIVAS DEL RENDIMIENTO	42

(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 el Anexo I de las cuentas anuales consolidadas a 31 de diciembre de 2015 se detallan las principales sociedades que configuran el Grupo Repsol y que formaban parte del perímetro de consolidación a dicha fecha. En el Anexo I de los presentes estados financieros intermedios se detallan los principales cambios en la composición del Grupo que han tenido lugar durante los nueve primeros meses de 2016.

Las actividades de Repsol S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación. En el Anexo II se describen los principales cambios del Marco Regulatorio en el periodo.

1.2 Sobre los estados financieros resumidos consolidados

Los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados 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 30 de septiembre de 2016, así como de los resultados consolidados del Grupo, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el periodo de nueve meses terminado en dicha fecha.

Estos estados financieros intermedios han sido aprobados por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión del 2 de noviembre de 2016.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

2.1 Principios generales

Los estados financieros están expresados en millones de euros (excepto en aquella información para la que se especifique otra unidad), se han preparado a partir de los registros contables de las sociedades que configuran el Grupo y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE) a 30 de septiembre de 2016 y, de forma específica, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 “*Información financiera intermedia*”.

De acuerdo con lo establecido por la NIC 34, esta información financiera intermedia se prepara únicamente con la intención de actualizar el contenido de las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas, poniendo énfasis en las nuevas actividades, sucesos y circunstancias ocurridos durante los nueve primeros meses del ejercicio y no duplicando la información publicada previamente en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio precedente. Para una adecuada comprensión de la información que se incluye en los presentes estados financieros intermedios y dado que no incluyen la información que requerían unos estados financieros completos preparados de acuerdo con las NIIF-UE, éstos deben leerse conjuntamente con las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol

correspondientes al ejercicio 2015, que fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A., celebrada el 20 de mayo de 2016.

2.2 Normativa aplicable a la información financiera

Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir de 1 de enero de 2016¹ no han supuesto impactos o desgloses significativos en estos estados financieros.

2.3 Políticas contables y 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”) 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.

En el Anexo III se actualiza la redacción completa de las notas 7(b) y 8(c) de la Nota 2 “*Bases de Presentación*” de las cuentas anuales consolidadas de 2015, una vez se ha modificado la misma de acuerdo con el cambio de política contable expuesto.

Este cambio de política contable debe aplicarse retroactivamente, conforme a la NIC 8. Por ello, el balance de situación consolidado y el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado a 30 de septiembre y a 31 de diciembre de 2015 que se presentan en estos estados financieros han sido re-expresados para incluir las modificaciones necesarias en los estados financieros intermedios resumidos consolidados del tercer trimestre y las cuentas anuales consolidadas de 2015². Los impactos en el balance de situación del Grupo a 1 de enero y 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

Millones de euros	Inversiones contabilizadas 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	33	(6)	244	(165)

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 Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir de 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* y vi) Modificaciones a la NIC 27 *Método de la participación en estados financieros separados*, y las Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: *Entidades de Inversión – Aplicación de la Excepción de consolidación*. Con respecto a los nuevos estándares emitidos que serán de aplicación futura obligatoria en caso de su adopción por parte de la Unión Europea, los únicos cambios que se han producido respecto a la información contenida en la Nota 2 de las cuentas anuales de 2015 son la emisión de las “*Clarificaciones a la NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes*” de las Modificaciones a la NIIF 2 “*Clasificación y valoración de transacciones con pagos basados en acciones*” y de las Modificaciones a la NIIF 4: *Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y de la NIIF 4 Contratos de Seguro*.

² No se ha modificado la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al periodo terminado el 30 de septiembre de 2015 porque el impacto no es significativo.

Adicionalmente, y de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al tercer trimestre y los nueve primeros meses de 2015 se ha re-expresado 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 5.6 “*Patrimonio Neto*”.

2.4 Cambios en estimaciones y juicios contables

La preparación de estos estados financieros intermedios requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan a la valoración de los activos y pasivos registrados, a 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 se pueden ver afectados de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Estas estimaciones se realizan en función de la mejor información disponible, tal y como se describe en la Nota 3 “*Estimaciones y juicios contables*” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015. Durante los primeros nueve meses de 2016 no se han producido cambios significativos en la metodología de cálculo de las estimaciones realizadas al cierre del ejercicio 2015.

2.5 Estacionalidad

Entre las actividades del Grupo, los negocios de gases licuados del petróleo (GLP) y de gas natural son los que implican un mayor grado de estacionalidad debido a su vinculación con las condiciones climatológicas, con un mayor grado de actividad en el invierno y un descenso de la misma en el verano del hemisferio norte.

2.6 Información por segmentos de negocio

Definición de segmentos

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. En este sentido, 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 3), 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*”.

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).

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, los resultados y

magnitudes correspondientes a la participación en Gas Natural SDG, S.A.¹ y el resultado financiero, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

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

Modelo de presentación de los resultados de los segmentos

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los correspondientes a 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, cree el Grupo 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), 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 gastos relevantes. Los Resultados Específicos se presentan de forma independiente, netos de impuestos y minoritarios.

Para cada una de las magnitudes que se presentan por segmentos (resultado neto ajustado, efecto patrimonial, resultado específico...), se indican en el Anexo V las partidas y los conceptos que permiten su conciliación con las magnitudes correspondientes preparadas de acuerdo con las NIIF-UE.

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 Véase el apartado 5.2 “*Inversiones contabilizadas por el método de la participación*” de los presentes estados financieros intermedios resumidos consolidados y el Anexo I de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015, donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

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

(3) PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES

Desinversión en Gas Natural SDG

El 21 de septiembre Repsol, S.A. y Critería Caixa, S.A.U. han completado el acuerdo de 12 de septiembre de 2016 celebrado con GIP III Canary 1 S.À R.L, sociedad controlada por Global Infrastructure Management LLC, 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 Critería han vendido 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. La plusvalía finalmente generada para el Grupo Repsol ha ascendido a 235 millones de euros.

Como consecuencia del acuerdo de venta, Critería y Repsol han confirmado la finalización del 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. A 30 de septiembre Repsol mantiene un 20,26% de participación en Gas Natural SDG, S.A. a través de la cual ejerce influencia significativa de conformidad con la NIC 28 “*Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos*”.

Venta del 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 España, 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 423 millones de euros que han generado una plusvalía de 294 millones de euros antes de impuestos, de los cuales 200 millones de euros corresponden al tercer trimestre.

Venta del negocio eólico en Reino Unido¹

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 Escocia. Se ha generado en el segundo trimestre del año una plusvalía de 100 millones de euros antes de impuestos.

Venta del negocio de GLP en Perú² y Ecuador

En abril de 2016, Repsol ha acordado 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 Perú por un precio de 236 millones de euros que ha generado una plusvalía en el segundo trimestre del año de 129 millones de euros antes de impuestos. A 30 de septiembre los activos y pasivos del negocio de GLP Ecuador se encontraban clasificados como mantenidos para la venta (ver Nota 5.3).

¹ Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 176 y 20 millones de euros respectivamente (de los cuales 174 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 18 millones de euros a pasivos no corrientes y 1 millón de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

² Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 186 y 69 millones de euros respectivamente (de los cuales 171 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).

(4) RESULTADOS E INDICADORES POR SEGMENTOS¹

4.1 Principales indicadores de desempeño

Indicadores financieros ⁽¹⁾	3T		9M		Entorno macroeconómico	3T		9M	
	2016	2015	2016	2015		2016	2015	2016	2015
Resultados					Brent (\$/bbl) medio	45,9	50,5	41,9	55,3
EBITDA CCS	1.148	1.417	3.557	3.888	WTI (\$/bbl) medio	44,9	46,5	41,5	51,0
Resultado neto ajustado	307	159	1.224	1.399	Henry Hub (\$/MBtu) medio	2,8	2,8	2,3	2,8
Resultado neto	481	(221)	1.120	832	Algonquin (\$/MBtu) medio	2,8	2,4	2,9	5,4
Beneficio por acción (€/acción)	0,33	(0,16)	0,76	0,56	Tipo de cambio (\$/€) medio	1,12	1,11	1,12	1,11
Capital empleado ^{(2) (5)}	n.a.	n.a.	39.170	40.702					
ROACE (%) ^{(3) (5)}	n.a.	n.a.	5,0	3,0					
Situación financiera									
Flujo de caja libre ⁽⁴⁾	2.117	568	2.892	(7.456)	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾				
Deuda Nenta (DN) ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.	9.988	11.934					
DN / EBITDA CCS (x veces) ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.	2,11	2,39	Upstream				
DN /Capital empleado (%) ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.	25,5	29,4	Producción total de líquidos (kbbbl/d)	239	244	247	193
Retribución a nuestros accionistas					Producción total de gas (kbep/d)	432	409	447	319
Retribución al accionista (€/acción)	0,29	0,48	0,76	0,96	Producción total hidrocarburos (kbep/d)	671	653	694	512
					Precios medios crudo (\$/bbl)	41,5	44,4	37,2	48,3
					Precios medios gas (\$/kscf)	2,2	2,8	2,3	2,9
					EBITDA	502	334	1.435	1.237
Indicadores bursátiles ⁽¹⁾					Resultado neto ajustado	(28)	(395)	35	(633)
					Inversiones netas ⁽¹⁰⁾	444	803	1.725	10.452
Cotización al cierre (€/acción)	12,08	10,41	12,08	10,41	Downstream				
Cotización media (€/acción)	11,88	13,80	10,82	15,86	Capacidad de refino (kbbbl/d)	1.013	998	1.013	998
Capitalización bursátil al cierre	17.698	14.574	17.698	14.574	Índice de conversión en España (%)	63	63	63	63
					Indicador margen refino España (\$/bbl)	5,1	8,8	6,0	8,9
					Ventas productos petrolíferos (kt)	12.471	12.571	34.522	35.292
					Ventas productos petroquímicos (kt)	702	701	2.178	2.125
					Ventas GLP (kt)	327	459	1.379	1.689
					Ventas gas en Norteamérica (TBtu)	89,9	62,1	310,7	226,3
Otros indicadores					EBITDA CCS	695	1.154	2.272	2.897
					Resultado neto ajustado	395	682	1.329	1.655
Personas					Inversiones netas ⁽¹⁰⁾	(196)	(122)	(454)	161
Plantilla ⁽⁶⁾	n.a.	n.a.	25.905	28.260					
Nuevos empleados ⁽⁷⁾	860	1.140	2.168	6.006					
Seguridad y medioambiente									
Índice Frecuencia de accidentes ⁽⁸⁾	n.a.	n.a.	0,79	1,01					
Índice Frecuencia Total de accidentes ⁽⁹⁾	n.a.	n.a.	1,66	2,44					
Reducción emisiones directas CO2 (kt)	34,4	74,4	122,3	166,9					

NOTA: Las magnitudes e indicadores operativos son información no revisada por el auditor.

⁽¹⁾ Donde corresponda, expresado en millones de euros.

⁽²⁾ Capital empleado de operaciones continuadas.

⁽³⁾ El ROACE correspondiente a 30 de septiembre de 2016 ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo.

⁽⁴⁾ Corresponde al flujo de caja de las actividades de explotación más el flujo de caja de las actividades de inversión. En 2015 incluye la inversión en la combinación de negocios de ROGCI (ver Nota 4.1 de las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015).

⁽⁵⁾ La magnitud comparativa 2015 es la correspondiente a 31 de diciembre de 2015.

⁽⁶⁾ El dato de plantilla no incluye a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene el control de la gestión.

⁽⁷⁾ Se ha modificado el criterio de reporting alineándolo con el dato reportado en el Informe de Gestión Consolidado del ejercicio 2015. Este criterio considera únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. El % de empleados fijos entre las nuevas incorporaciones correspondiente al tercer trimestre de 2016 y 2015 se mantiene fijo en el 32%.

⁽⁸⁾ Índice de frecuencia (IF) con baja integrado: número de accidentes computables con pérdidas de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

⁽⁹⁾ Índice de frecuencia total integrado (IFT): número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

⁽¹⁰⁾ Inversiones de explotación netas de desinversiones en activos operativos.

¹ Toda la información presentada a lo largo de esta Nota, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo (Ver Nota 2.6). Ver definiciones y composición de magnitudes en Anexo V.

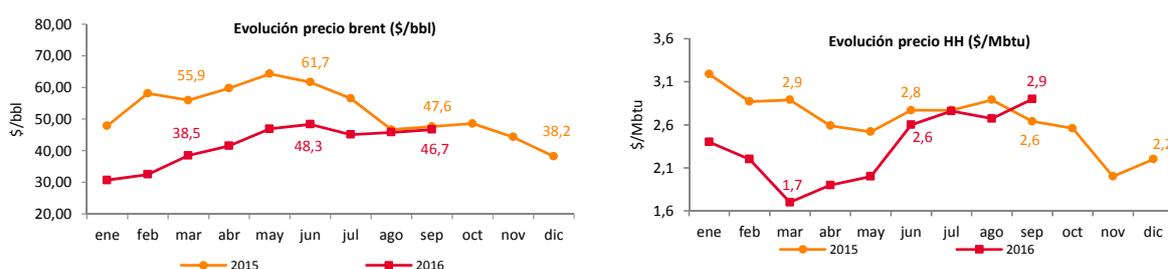
4.2 Entorno macroeconómico

Durante el tercer trimestre de 2016, la economía global ha mantenido un ritmo de avance moderado, aunque en general los riesgos a la baja han disminuido. Después de iniciar el trimestre con las turbulencias que generó el BREXIT, poco a poco los mercados han ido asimilando la idea de que el proceso de desconexión de Unión Europea (UE) va a ser más pausado y es principalmente la depreciación de la libra esterlina la que refleja el cambio hacia una política monetaria más acomodaticia del Banco de Inglaterra y el avance de este proceso. La mejora de las perspectivas de crecimiento en emergentes, el repunte del precio del petróleo y la política monetaria acomodaticia en las economías desarrolladas han generado un contexto que ha favorecido el repunte de las bolsas, las caída en la volatilidad y el retorno de flujos de capitales a emergentes. Por último, el crecimiento menor al esperado en EE.UU. en el primer semestre y la agenda política con elecciones en noviembre ha llevado a que la Reserva Federal no suba los tipos de interés de referencia. Por su parte, en la UE el crecimiento es aceptable aunque la debilidad de la banca italiana y la compresión de márgenes en el sector financiero europeo son una amenaza.

Por su parte, el precio del crudo Brent durante el tercer trimestre de 2016 promedió 45,9 dólares por barril (\$/bbl), apenas unas décimas por debajo de la media del trimestre anterior. Después del mínimo de trece años alcanzado el 20 de enero, cuando el mercado de físico del Brent registró los 26,39 \$/bbl, el precio repuntó hasta los 51,33 \$/bbl a principio de junio, impulsado, entre otros factores, por la fortaleza del crecimiento de la demanda y un aumento inesperado de las interrupciones del suministro. En el mes de julio, a medida que parte de la producción que estaba fuera del sistema fue retornando y de que surgieron dudas sobre las perspectivas del balance oferta-demanda, el precio del crudo corrigió hasta situarse en los 40 \$/bbl. Seguidamente, el precio se recuperó hasta los 47,7 \$/bbl al cierre de septiembre, impulsado por la sensación de un repunte de la caída de la oferta no-OPEP -especialmente los datos de producción de no convencionales en EE.UU- y por los rumores sobre un acuerdo entre países OPEP y no-OPEP para congelar la producción. Adicionalmente, la demanda de petróleo se está comportando favorablemente, sobre todo en el consumo relacionado con el transporte y en países emergentes como India, donde se refleja claramente la elasticidad precio del petróleo.

Durante el tercer trimestre de 2016 el precio del gas natural estadounidense Henry Hub se situó en los 2,8 \$/MBtu, un 34% por encima de la media registrada en el segundo trimestre. Además, durante el mes de septiembre el Henry Hub registró su nivel máximo anual para 2016 (3,14 \$/MBtu, el 22 de septiembre 2016). Esta recuperación del precio se fundamentó en la evolución favorable de la demanda doméstica en un entorno de caída de la producción de gas seco, algo que se ha traducido en una corrección del nivel de inventarios. En lo que respecta a los inventarios, este año se han registrado inyecciones inferiores a las de la media de los últimos cinco años en la mayoría de semanas de temporada de inyección; además, durante el mes de agosto (5 de agosto) se registró la tercera liberación histórica de inventarios ocurrida en temporada de inyección desde el año 2006.

Evolución de la cotización del barril de crudo Brent y del Henry Hub



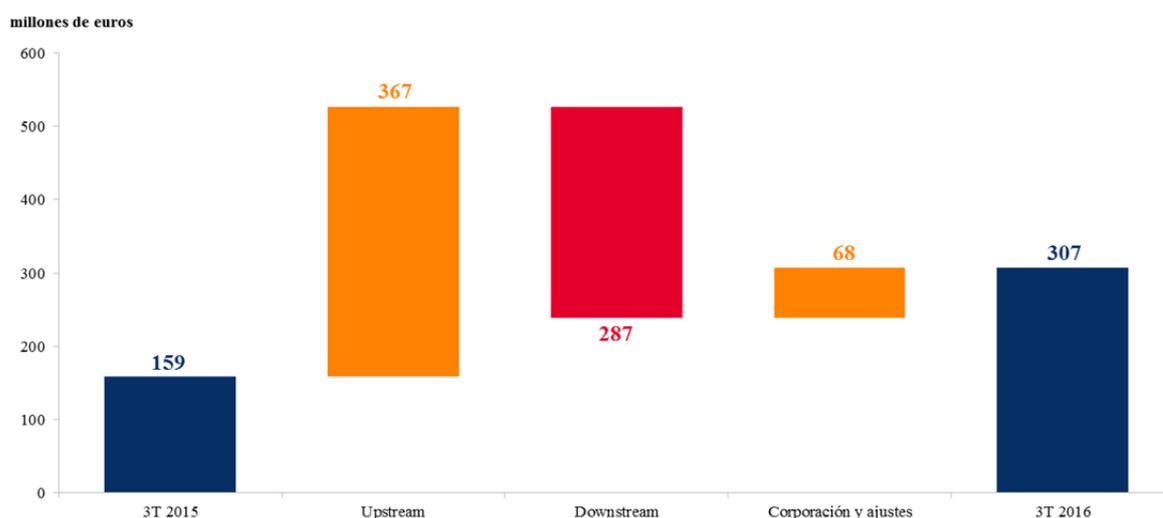
4.3 Resultados

	Millones de euros			
	3T 2016	3T 2015	9M 2016	9M 2015
Upstream	(28)	(395)	35	(633)
Downstream	395	682	1.329	1.655
Corporación y otros	(60)	(128)	(140)	377
RESULTADO NETO AJUSTADO	307	159	1.224	1.399
Efecto patrimonial	(6)	(272)	(4)	(329)
Resultados específicos	180	(108)	(100)	(238)
RESULTADO NETO	481	(221)	1.120	832

Los resultados del tercer trimestre de 2016, comparados con los del mismo periodo de 2015, se producen en un entorno caracterizado por los bajos precios del crudo y del gas (a pesar de su aumento durante el ejercicio 2016, las cotizaciones en el tercer trimestre han sido inferiores a la del mismo trimestre del año anterior) y los menores márgenes internacionales de Refino y Química. En este contexto, la Compañía ha continuado con sus proyectos de mejora de la eficiencia operativa y de materialización de sinergias, de reducción de las inversiones y de gestión activa de su portafolio, en el marco definido en el Plan Estratégico 2016-2020.

El **Resultado Neto Ajustado** del trimestre asciende a 307 millones de euros, un 93% superior al del mismo periodo del año anterior. Los mejores resultados en *Upstream* que, a pesar del difícil entorno de precios, continúan con la senda de recuperación del segundo trimestre, con aumento de la producción y reducción de los costes, así como los mejores resultados en “*Corporación y otros*”, principalmente por el mayor resultado financiero derivado de los menores costes por intereses y de la evolución de los tipos de cambio, se han visto parcialmente compensados por los menores resultados del *Downstream*, impactados por los menores márgenes en Refino y Química.

Variación del resultado neto ajustado 3T 2016 vs. 3T 2015



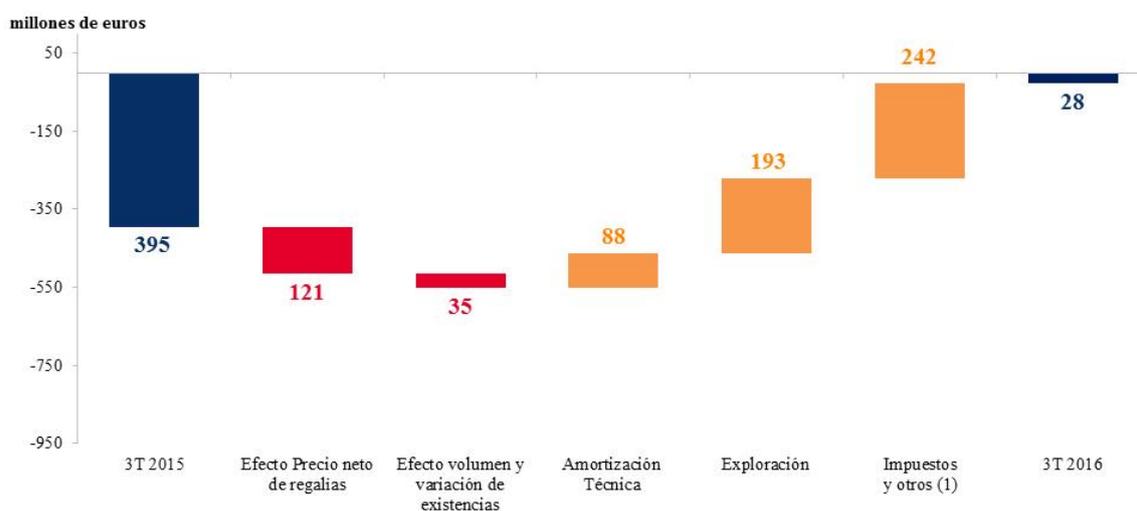
En *Upstream*, los precios de realización del crudo y gas se han reducido un 6,5% y un 21%, respectivamente, penalizados principalmente por los menores precios internacionales durante el mes de julio, compensados parcialmente por la recuperación de los mismos durante agosto y septiembre. Pese al difícil entorno, el resultado neto ajustado de *Upstream* ha ascendido a -28 millones de euros, mejorando significativamente con respecto al mismo trimestre del año anterior.

La producción en el trimestre ha aumentado un 3%, hasta alcanzar una media de 671 Kbp/d, principalmente en Venezuela, Perú y Brasil, que compensa la menor producción en Trinidad & Tobago por paradas de mantenimiento e incidencias operativas en los campos y en Estados Unidos por la venta en diciembre de 2015 del 26% de la participación en Eagle Ford y el declino natural de los campos. Por otra parte, en la actividad exploratoria hay que destacar que en el periodo se ha concluido la perforación de tres sondeos exploratorios y un sondeo de delineamiento/appraisal. Uno de ellos ha sido declarado negativo y el resto se encuentran en evaluación.

En el resultado del periodo, el impacto negativo en los ingresos de los bajos precios del crudo y gas, así como los menores volúmenes vendidos a pesar de la mayor producción, se han compensado con importantes reducciones en los gastos de exploración (como consecuencia de los menores sondeos fallidos y de la capitalización de costes de G&G en 2016, ver Nota 2.3) y en los costes operativos (por mejoras en la eficiencia de las operaciones). También hay que señalar las menores amortizaciones como consecuencia de los impairments realizados en el valor de ciertos activos y del aumento en las reservas probadas en algunos activos.

El EBITDA de *Upstream* asciende a 502 millones de euros, un 50% superior al del mismo periodo del año anterior. Las inversiones netas del periodo (444 millones de euros), que incluyen la capitalización de los costes de G&G, disminuyen un 45% respecto a 2015.

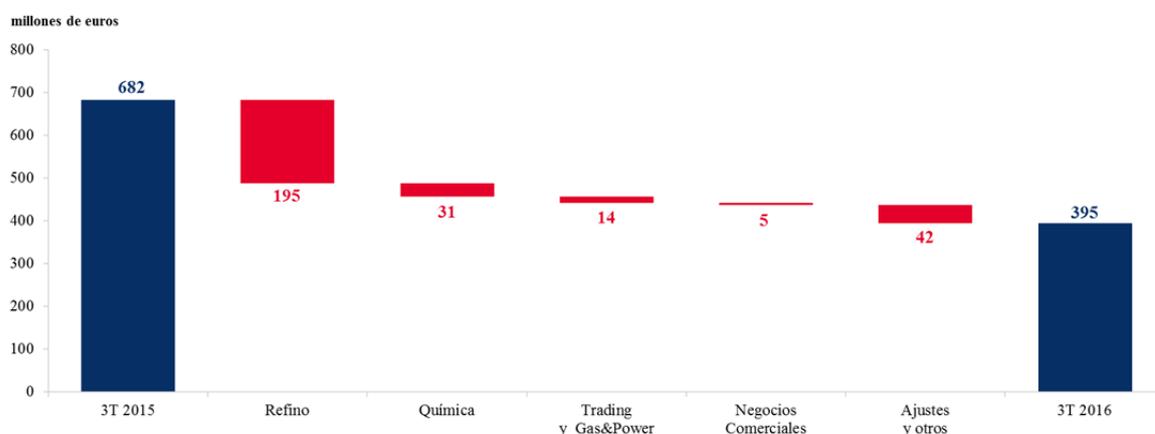
Variación del resultado neto ajustado *Upstream* 3T 2016 vs. 3T 2015



(1) Incluye, principalmente, el gasto por impuesto y otros ingresos y gastos operativos.

El resultado neto ajustado en *Downstream* en el tercer trimestre de 2016 ha sido de 395 millones de euros, frente a los 682 millones de euros del mismo periodo de 2015.

Variación del resultado neto ajustado *Downstream* 3T 2016 vs. 3T 2015



Estos resultados se explican fundamentalmente por:

- En Refino, los impactos negativos de la reducción de márgenes (por la debilidad de los diferenciales de los destilados medios y de las gasolinas y el estrechamiento de los diferenciales de los crudos pesados) y la menor destilación por optimización económica, se han visto parcialmente compensados por los menores costes de la energía y por la reducción de impuestos en España. Adicionalmente, destaca que durante el inicio del cuarto trimestre se ha registrado una significativa recuperación de los diferenciales, impactando positivamente en el indicador del margen de refino que ha llegado a sobrepasar en el mes de octubre los 7 \$/Bbl. Por otra parte, el menor indicador de margen de refino del tercer trimestre fue compensado por la mejora de los ratios de utilización del sistema de refino a niveles por encima de la media de 2015 y de la primera mitad del 2016.
- En Química, los menores márgenes internacionales se han visto parcialmente compensados por la mejora en el volumen de ventas de los productos más rentables y el impacto positivo de las medidas del plan de competitividad. También destacan los menores resultados de la cogeneración por el efecto positivo de la regularización de precios de años anteriores registrada en el tercer trimestre de 2015.
- En *Trading y Gas&Power*, destaca la evolución desfavorable en el negocio de *Gas&Power* Norteamérica por la valoración a mercado de productos y derivados, afectados por los bajos precios del gas, a pesar del mayor volumen comercializado.
- Los Negocios Comerciales (Marketing, GLP, Lubricantes,...) se mantienen en línea con el año anterior, si bien destacan los mejores márgenes y volúmenes vendidos en las EES de España y Portugal.

El EBITDA CCS de *Downstream* asciende a 695 millones de euros (frente a los 1.154 millones de euros en 2015) y las inversiones netas ascienden a -196 millones de euros, que incluyen 306 millones de euros correspondientes a las desinversiones en los activos de gas canalizado en España.

Corporación y otros presenta un resultado neto ajustado de -60 millones de euros superior al del tercer trimestre de 2015. Este resultado se explica fundamentalmente por los menores costes corporativos por el efecto del Programa de eficiencia y por mejores resultados financieros derivados de los menores costes por intereses y de los resultados de posiciones de tipo de cambio.

El **Efecto Patrimonial** negativo de -6 millones de euros se explica por la evolución de los precios de los productos durante el trimestre.

Los **Resultados específicos** después de impuestos, por importe de 180 millones de euros, se corresponden fundamentalmente con: i) Desinversiones¹: por las plusvalías de la venta del 10% de la participación en Gas Natural SDG, S.A (235 millones de euros) y de los activos de gas canalizado en España (149 millones de euros) y ii) Provisiones, principalmente por los impactos de la devaluación en Venezuela (-113 millones de euros) y por las provisiones de onerosidad de plataformas de perforación (-43 millones de euros).

<i>Millones de euros</i>	Upstream		Downstream		Corporación		TOTAL	
	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015
Desinversiones	(2)	44	184	295	201	-	383	339
Reestructuración de plantillas	(6)	(4)	(13)	(1)	(6)	(3)	(25)	(8)
Deterioros	(13)	(171)	(11)	(273)	-	-	(24)	(444)
Provisiones y otros	(265)	15	(1)	(3)	112	(7)	(154)	5
TOTAL	(286)	(116)	159	18	307	(10)	180	(108)

Como consecuencia de todo lo anterior, el **Resultado Neto** del tercer trimestre ha ascendido a 481 millones de euros, frente a los -221 millones de euros del mismo periodo en 2015.

La **deuda financiera neta** al final del trimestre es de 9.988 millones de euros, un 14,7% inferior a la del final del primer semestre. Esta evolución se explica por la capacidad de los negocios en el periodo para generar caja de sus operaciones y por la caja generada tras la venta del 10% de la participación en Gas Natural SDG, S.A., compensado parcialmente por el pago de dividendos en julio, las compras de autocartera y el devengo de intereses del periodo.

La **liquidez** del Grupo al 30 de septiembre de 2016, incluyendo las líneas de crédito comprometidas y no dispuestas, se ha situado en 7.919 millones de euros, suficiente para cubrir 1,9 veces los vencimientos de deuda a corto plazo. Repsol tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.347 y 6.360 millones de euros a 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente.

4.4 Información por área geográfica

La distribución geográfica de las principales magnitudes en cada uno de los periodos presentados es la siguiente:

¹ Para más detalle ver Nota 3.

Millones de euros	Tercer trimestre de 2016 y 2015					
	Importe neto de la cifra de negocios ⁽¹⁾		Resultado neto ajustado ⁽¹⁾		Inversiones netas de explotación ⁽¹⁾⁽²⁾	
	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015	3T 2016	3T 2015
Upstream	1.210	1.419	(28)	(395)	444	803
Europa, África y Brasil	346	332	51	(45)	149	166
Latam y Caribe	349	488	18	(62)	122	262
Norteamérica	276	312	(11)	(54)	61	184
Asia y Rusia	239	287	13	5	23	46
Exploración y Otros	-	-	(99)	(239)	89	145
Downstream	8.312	9.585	395	682	(196)	(122)
Europa	7.634	8.973	405	643	(195)	(188)
Resto del Mundo	1.239	1.091	(10)	39	(1)	66
Ajustes	(561)	(479)	-	-	-	-
Corporación y otros	(204)	(300)	(60)	(128)	(1.893)	14
TOTAL	9.318	10.704	307	159	(1.645)	695

Millones de euros	Nueve meses acumulado de 2016 y 2015							
	Importe neto de la cifra de negocios ⁽¹⁾		Resultado neto ajustado ⁽¹⁾		Inversiones netas de explotación ⁽¹⁾⁽²⁾		Capital empleado ⁽¹⁾⁽³⁾	
	9M 2016	9M 2015	9M 2016	9M 2015	9M 2016	9M 2015	9M 2016	9M 2015
Upstream	3.519	3.496	35	(633)	1.725	10.452	23.614	23.280
Europa, África y Brasil	933	788	109	(100)	444	359	-	-
Latam y Caribe	1.152	1.465	190	25	526	812	-	-
Norteamérica	742	707	(125)	(73)	255	437	-	-
Asia y Rusia	692	536	32	34	130	82	-	-
Exploración y Otros	-	-	(171)	(519)	370	8.762	-	-
Downstream	22.950	28.994	1.329	1.655	(454)	161	9.801	9.758
Europa	21.120	26.761	1.345	1.594	(332)	17	-	-
Resto del Mundo	3.180	3.777	(16)	61	(122)	144	-	-
Ajustes	(1.350)	(1.544)	-	-	-	-	-	-
Corporación y otros	(606)	(792)	(140)	377	(1.878)	83	5.755	7.664
TOTAL	25.863	31.698	1.224	1.399	(607)	10.696	39.170	40.702

⁽¹⁾ Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE, véase el Anexo IV.

⁽²⁾ Incluye las inversiones devengadas en el periodo netas de desinversiones, pero no incluye inversiones en "Otros activos financieros".

⁽³⁾ Incluye el capital empleado 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.

(5) OTRA INFORMACIÓN

A continuación se describen las variaciones más significativas registradas durante el periodo en los epígrafes del balance de situación y de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidados.

5.1 Inmovilizado

Fondo de comercio

El 8 de mayo de 2015 Repsol, a través de su filial canadiense Repsol Energy Resources Canada Inc., adquirió ROGCI¹. El importe total pagado para la adquisición ascendió a 8.005¹ millones de euros.

¹ Con fecha 1 de enero de 2016, Talisman Energy Inc. ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil & Gas Canada Inc. (ver Nota 32 de las cuentas anuales consolidadas 2015).

La diferencia entre el precio de adquisición de ROGCI y el valor razonable de los activos y pasivos que se registraron, incluyendo los impuestos diferidos surgidos por las diferencias entre el valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal, se reconoció en el epígrafe “Fondo de comercio” de acuerdo a lo descrito en la Nota 4 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

La contabilización 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	(1.879)	(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	2.553	

Inversiones

Las principales inversiones del Grupo se detallan en la Nota 4.4 “Información por área geográfica”.

Compromisos de inversión

Los principales compromisos de inversión adquiridos en el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2016 corresponden a:

- La extensión del contrato de reparto de producción (“PSC”) del bloque productivo PM3 CAA de Malasia hasta el 31 de diciembre de 2027 por importe de 60 millones de dólares (54 millones de euros) pagadero en tramos hasta 2020, y por los trabajos mínimos a realizar bajo el PSC por importe de 180 millones de dólares (162 millones de euros).

¹ Incluye el efecto de las operaciones de cobertura del riesgo de tipo de cambio sobre el precio de adquisición (ver Nota 17.1 de las Cuentas Anuales consolidadas 2015).

- La ampliación del proyecto de GNL de Tangguh en Indonesia para llevar a cabo el plan de desarrollo por 261 millones de dólares (235 millones de euros), importes netos al % de participación de Repsol en el acuerdo.
- Al contrato con Nm Industrial Development S.A.C (subsidiaria del grupo SACYR) por construcción, posesión, operación y traspaso en 2028, al final del periodo contractual, de la propiedad de las instalaciones de Compresión de Gas del Bloque 57 en Perú por un importe de 103 millones de euros.

5.2 Inversiones contabilizadas por el método de la participación

Repsol contabiliza por el método de la participación las inversiones y los resultados en los negocios conjuntos y en las compañías asociadas en que participa. Las inversiones en negocios conjuntos corresponden fundamentalmente a Repsol Sinopec Brasil S.A., y en asociadas fundamentalmente a Gas Natural SDG, S.A. y Petrocarabobo, S.A.

El reflejo de esas inversiones en los estados financieros del grupo es el siguiente:

	Millones de euros			
	Valor contable de la inversión		Resultado por integración	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	30/09/2015
Negocios conjuntos	6.853	11.672	242	250
Asociadas	3.354	126	10	(15)
TOTAL	10.207	11.798	252	235

El movimiento habido en este epígrafe durante el periodo ha sido el siguiente:

Millones de euros	2016	2015
Saldo a 1 de enero	11.798	11.141
Inversiones netas ⁽¹⁾	(1.210)	332
Variaciones del perímetro de consolidación	1	385
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	252	235
Dividendos repartidos	(340)	(288)
Diferencias de conversión	(129)	425
Reclasificaciones y otros movimientos	(165)	(77)
Saldo a 30 de septiembre	10.207	12.153

⁽¹⁾ Incluye la venta del 10% de la participación sobre Gas Natural SDG, S.A. (ver Nota 3).

5.3 Inversiones mantenidas para la venta

En abril de 2016, Repsol acordó la venta de su negocio de GLP en Ecuador a la operadora internacional sudamericana Abastible (Ver Nota 3). A 30 de septiembre de 2016, los activos y pasivos del negocio de GLP en Ecuador se encontraban clasificados en los epígrafes “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*” por importe de 44 y 10 millones de euros, respectivamente. El 1 de octubre se ha completado la venta del negocio de GLP en Ecuador (Ver Nota 6).

En Octubre de 2016, Repsol Exploración S.A. y Perenco Trinidad & Tobago (Holdings) ETVE SLU han firmado un acuerdo para la venta de Repsol E&P T&T Limited por un precio aproximado de 112 millones de euros. A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros queda

pendiente el cumplimiento de ciertas obligaciones contractuales para culminar la venta habiéndose clasificado sus activos y pasivos en los epígrafes “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*” por importe de 259 y 150 millones de euros, respectivamente.

5.4 Instrumentos financieros

Activos Financieros

	Millones de euros	
	30/09/2016	31/12/2015
Activos financieros no corrientes	754	715
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	1	4
Otros activos financieros corrientes	1.287	1.237
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽¹⁾	69	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.387	2.448
Total activos financieros	5.498	4.817

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

Pasivos Financieros

	Millones de euros	
	30/09/2016	31/12/2015
Pasivos financieros no corrientes	9.571	10.581
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	3	1
Pasivos financieros corrientes	6.751	7.073
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽¹⁾	143	129
Total pasivos financieros	16.468	17.784

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

Para más información de detalle sobre los instrumentos financieros del balance de situación clasificados por clase de activos y pasivos financieros, véase el Anexo IV. A continuación se presentan las principales actualizaciones de los epígrafes correspondientes a pasivos financieros:

Obligaciones y otros valores negociables

Durante los nueve primeros meses de 2016 las principales emisiones, cancelaciones o recompras de obligaciones y otros valores negociables han sido las siguientes:

- En enero de 2016 Repsol International Finance, B.V. ha emitido un bono de colocación privada a 15 años por importe de 100 millones de euros, con un cupón del 5,375%.
- En febrero de 2016 se ha cancelado a su vencimiento un bono emitido por Repsol International Finance, B.V., emitido en diciembre de 2011 por importe nominal de 850 millones de euros y un cupón del 4,25%.
- En marzo de 2016 se ha cancelado a su vencimiento un bono de colocación privada emitido por Repsol Oil & Gas Canada Inc en marzo de 2009 por importe de 150 millones de dólares y un cupón del 8,5%.
- Repsol Oil & Gas Canada Inc. 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 las obligaciones recompradas 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”.

- En julio de 2016 Repsol International Finance, B.V. ha emitido dos bonos de colocación privada, uno de ellos de vencimiento a 2 años por importe de 600 millones de euros y un cupón de Euribor 3 meses + 70 pbs, y el otro de vencimiento a 3 años por importe de 100 millones de euros y un cupón del 0,125%.

El saldo vivo de las obligaciones y valores negociables a 30 de septiembre es el siguiente:

Concepto	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽⁵⁾
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	oct-97	Dólar	55	7,250%	oct-27	-
Bono	Talisman Energy Inc.	abr-02	Libras	250	6,625%	dic-17	LSE
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	may-05	Dólar	90	5,750%	may-35	-
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	ene-06	Dólar	131	5,850%	feb-37	-
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	nov-06	Dólar	119	6,250%	feb-38	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	feb-07	Euro	886	4,750%	feb-17	LuxSE
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	jun-09	Dólar	364	7,750%	jun-19	-
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	nov-10	Dólar	241	3,750%	feb-21	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	may-12	Dólar	97	5,500%	may-42	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	sep-12	Euro	750	4,375%	feb-18	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
Bono ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% ⁽⁴⁾	mar-75	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-16	Euro	100	5,375%	ene-31	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	600	Eur. 3m +70 p.b.	jul-18	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	100	0,125%	jul-19	LuxSE

⁽¹⁾ Emisiones realizadas al amparo del programa de bonos a medio plazo "Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme" (EMTNs) garantizado por Repsol, S.A., renovado en septiembre de 2016.

⁽²⁾ Bono subordinado emitido por la compañía Repsol International Finance, B.V. con la garantía de Repsol, S.A. No corresponden a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda.

⁽³⁾ Emisiones realizadas por la compañía Talisman Energy Inc.(actualmente 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).

Adicionalmente, Repsol International Finance B.V. (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 30 de septiembre de 2016 de 1.294 millones de euros.

5.5 Otros riesgos. Venezuela

El 10 de marzo de 2016 ha entrado 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/\$. A 30 de septiembre de 2016 conviven, por tanto, dos tipos de cambio del bolívar venezolano; cambio DIPRO (10 Bs/\$) y cambio DICOM (659 Bs/\$).

Adicionalmente, desde 2004 es aplicable el Convenio Cambiario n° 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 N° 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.

El impacto en la cuenta de resultados de los cambios incorporados por los nuevos Convenios Cambiarios asciende a 159 millones de euros registrados en los resultados de las entidades valorados por el método de la participación.

Venezuela es una economía hiperinflacionaria. Según información publicada por el Banco Central de Venezuela, la tasa de inflación ha sido del 56,2% en 2013, del 68,5% en 2014 y del 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 30 de septiembre de 2016 se estima que asciende al 273,22%.

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

La exposición patrimonial de Repsol en Venezuela a 30 de septiembre, asciende a 2.300 millones de euros, aproximadamente.

5.6 Patrimonio neto

5.6.1 Capital social

El 20 de mayo de 2016, la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del sistema de retribución al accionista denominado “*Repsol Dividendo Flexible*”, 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 liberada ha tenido lugar entre los meses de junio y julio. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2016
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra ⁽¹⁾	35,46%
	Precio fijo garantizado por derecho	0,292 €brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	149 millones de €
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES DE REPSOL	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	64,54%
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	39
	Nuevas acciones emitidas	23.860.793
	Incremento capital social aproximado	1,65%
	Cierre ampliación de capital	6 de julio

(1) Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos.

Tras la ampliación, el capital social de Repsol, S.A. registrado a 30 de septiembre asciende a 1.465.644.100 euros, totalmente suscrito y desembolsado, representado por 1.465.644.100 acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

Según la última información disponible los accionistas significativos de Repsol, S.A. son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis y Pensions de Barcelona ⁽¹⁾	10,05
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	8,34
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	4,86
Blackrock, Inc. ⁽⁴⁾	3,04

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

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

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

(4) Blackrock, Inc. ostenta su participación a través de diversos fondos y cuentas gestionadas 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.

5.6.2 Acciones y participaciones en patrimonio propias

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

	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital
Saldo a 31/12/2015	18.047.406		1,250%
Compras netas mercado	20.495.237	238,7	1,40%
Ventas mercado	(12.000.000)	(153,1)	(0,82)%
Plan de Adquisición de Acciones empleados ⁽¹⁾	571.510	6,4	0,04%
Plan de Fidelización 2013-2016 ⁽¹⁾	23.815	0,3	0,00%
Repsol Dividendo Flexible ⁽²⁾	91.228	-	0,01%
Saldo a 30/09/2016 ⁽³⁾	26.633.871		1,82%

(1) Todas las acciones adquiridas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones han sido entregadas a los empleados.

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

⁽³⁾ Entre los meses de marzo y septiembre, Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. ha vendido un total 25 millones de acciones de Repsol, S.A. Adicionalmente, ha contratado con entidades financieras equity swaps sobre un notional total de 37 millones de acciones de Repsol, S.A., por los que se transfieren al Grupo el riesgo económico y los derechos económicos inherentes al subyacente, de los cuales a 30 de septiembre, siguen vigentes por un notional de 25 millones de acciones.

5.6.3 Beneficio por acción

El beneficio por acción del tercer trimestre y de los nueve primeros meses de 2016 y 2015 es el que se detalla a continuación:

BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA)	3T 2016	3T 2015	9M2016	9M2015
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	481	(221)	1.120	832
Ajuste del gasto por intereses correspondiente a las obligaciones perpetuas subordinadas (millones de euros)	(7)	(7)	(21)	(15)
Número medio ponderado de acciones en circulación a 30 de septiembre (millones de acciones) ⁽¹⁾	1.442	1.455	1.445	1.459
BPA básico y diluido (euros/acción)	0,33	(0,16)	0,76	0,56

⁽¹⁾ El capital social registrado a 30 de septiembre de 2015 ascendía a 1.400.361.059 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del BPA incluye 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 2.3 “Políticas contables y comparación de la información”).

5.6.4 Retribución al accionista

A continuación se detalla la retribución a los accionistas de Repsol, S.A. durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2016 a través del programa denominado “Repsol Dividendo Flexible”:

	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 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

5.7 Provisiones

El movimiento de las provisiones corrientes y no corrientes durante los nueve primeros meses del ejercicio 2016 y 2015 es el siguiente:

Millones de euros	2016	2015
Saldo a 1 de enero	7.204	2.626
Dotaciones con cargo a resultados	801	276
Aplicaciones con abono a resultados	(180)	(174)
Cancelación por pago	(380)	(333)
Variaciones del perímetro de consolidación	83	5.106
Diferencias de conversión	(48)	9
Reclasificaciones y otros movimientos	(380)	(218)
Saldo a 30 de septiembre	7.100	7.292

Durante los nueve primeros meses de 2016 han continuado las actuaciones necesarias para materializar la reducción de plantilla anunciada en el Plan Estratégico 2016-2020. El instrumento

legal para dicha reducción en España ha sido el despido colectivo, que se ha tramitado en cada una de las empresas afectadas de acuerdo a lo previsto por el régimen laboral vigente.

El 8 de junio se firmó el acta de acuerdo de la Comisión de seguimiento del VII Acuerdo Marco entre la representación sindical y la dirección de Repsol para posibilitar los procesos de ajuste de plantilla en España, ratificándose en el mes de julio para todas las sociedades implicadas. El criterio de designación de las personas afectadas ha tenido en cuenta la proximidad a la edad de jubilación, en función de la empresa y el centro de trabajo a que pertenezca.

A 30 de septiembre el Grupo tiene reconocida una provisión por reestructuración en el marco del citado despido colectivo por importe de 333 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. Se estima que los pagos relacionados con esta provisión se efectuarán a partir de la fecha actual y hasta el año 2024.

5.8 Ingresos y gastos de explotación

En el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” se incluyen 80 millones de euros que corresponden a las reclamación patrimonial 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, así como 20 millones de euros de intereses legales devengados por los importes de los daños y perjuicios derivados de la aplicación de la fórmula contenida en la Orden ITC/2608/2009 durante su vigencia.

En el epígrafe “*Gastos de personal*” destacan los gastos por reestructuración de plantillas correspondientes fundamentalmente al plan de despido colectivo en España (ver apartado anterior), los ajustes por la reestructuración de plantilla en países y los cambios en el equipo directivo.

5.9 Situación fiscal

Impuesto sobre beneficios

Para la estimación del impuesto sobre beneficios devengado en los periodos intermedios se utiliza el tipo impositivo efectivo estimado anual. No obstante, los efectos fiscales derivados de sucesos ocasionales o transacciones singulares del periodo se tienen en cuenta íntegramente en el mismo.

El tipo impositivo efectivo para los nueve primeros meses aplicable al resultado de las operaciones continuadas antes de impuestos y antes del resultado de las entidades valoradas por método de participación ha sido del 20,5%.

Este tipo es superior al del mismo periodo del año anterior de 14,1%, principalmente por el aumento de resultados en países y negocios con tipos impositivos elevados, por la existencia de gastos no deducibles fiscalmente y por mayor importe de beneficios tributables por enajenación de activos o participaciones.

Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

La información relativa a este apartado actualiza el contenido de la Nota 20.4 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015 en los siguientes países:

Brasil

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

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM S-7 y BMS 9 (y de otros consorcios en los que Repsol Sinopec Brasil no participa) recibió actas de infracción por retenciones del Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE, ejercicios 2008 y 2009, y por los mismos conceptos más el Programa de Integración Social y la Contribución para la Financiación de la Seguridad Social – PIS/COFINS, ejercicio 2010, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques mencionados. El pasado 3 de octubre la primera instancia administrativa ha desestimado el recurso de Petrobras. La entidad está evaluando su posible responsabilidad en el asunto, tanto desde la perspectiva fiscal como contractual.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones del IRRF y CIDE del ejercicio 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques BM S-48 y BMC33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos, considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa federal.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha cuestionado a los diversos consorcios petroleros en los que participa Repsol Ecuador, S.A. la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta, de los pagos de la tarifa de transporte de crudo realizados a la entidad ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., en concepto de capacidad garantizada de transporte (“Ship or Pay”). La cuestión ha sido recurrida ante la Corte Nacional de Justicia. En un primer fallo la Corte ha desestimado el recurso relativo al primer ejercicio en disputa por cuestiones procesales y sin entrar a dilucidar el fondo de la cuestión.

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

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

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 el Tribunal Administrativo lo ha acogido, aceptando que tales periodos quedaron ya cerrados a causa del Settlement. Por tanto, Repsol continúa a la espera de que la Administración anule las actas.

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.

5.10 Contingencias legales

La información relativa a este apartado actualiza el contenido de las contingencias legales informadas en la Nota 28 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015 así como los nuevas contingencias del periodo de 9 meses en los siguientes países:

Argentina

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

El 4 de febrero de 2016 Repsol ha sido notificado de la sentencia que condena a YPF al pago de 98.208.681 pesos argentinos (7 millones de euros) más intereses (la “Sentencia”). Si bien la parte resolutive de la Sentencia no aclara expresamente que la demanda se rechaza respecto de Repsol, en el Considerando XXVI se le absuelve de la condena por daños ya que durante el periodo al que corresponde la condena (1993 a 1997) Repsol no era accionista de YPF. El 11 de febrero de 2016 la actora apeló la Sentencia aunque en los fundamentos de la apelación no se cuestiona la absolución de Repsol, por lo que la Sentencia se encuentra firme respecto de Repsol.

Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic / Bahía de Newark

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 Occidental Chemical Corporation (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 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.

Reino Unido

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 que ostenta, a su vez, una participación del 51% en RSRUK. En julio de 2014 RSRUK reclama a Oleum 351 millones de dólares americanos.

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, presentando Oleum su respuesta el 7 de septiembre. El arbitraje tendrá lugar en Londres, y la normativa utilizada para la resolución de la reclamación de daños e interrupción de negocio será la ley de Nueva York.

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 al grupo canadiense Talisman, 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, que la vista oral tenga lugar entre el 29 de enero y el 16 de febrero de 2018. Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la demanda de arbitraje carecen de fundamento.

(6) HECHOS POSTERIORES

- El 1 de octubre se ha completado la venta del Negocio de GLP Ecuador con Abastible (Ver Nota 5.2.3), 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 contable.
- El 6 de octubre Petroquiriquire, S.A. empresa mixta (filial de Petróleos de Venezuela S.A.) y Repsol han firmado un acuerdo para reforzar la estructura financiera de la primera consistente en una línea de crédito de largo plazo por importe de hasta 1.200 millones de dólares.

ANEXO I: COMPOSICIÓN DEL GRUPO

Las principales sociedades que configuran el Grupo Repsol se recogen en el Anexo I de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015. Los principales cambios en la composición del Grupo durante los nueve primeros meses de 2016 respecto a la información desglosada en 2015 se detallan a continuación¹:

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

Sociedad	Categoría	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto adquiridos ⁽¹⁾	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición
Repsol UK, Ltd.	Constitución	enero-16	100,0%	100,0%
Rocsole OY, Ltd.	Adquisición	enero-16	15,63%	15,63%
Inch Cape Offshore, Ltd.	Aumento part.	enero-16	49,00%	100,00%
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Constitución	abril-16	100,0%	100,0%
Vung May 156-159 Vietnam B.V. ⁽²⁾	Constitución	junio-16	100,0%	100,0%

⁽¹⁾ Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

⁽²⁾ Esta sociedad ha sido incorporada al perímetro de consolidación durante el ejercicio. Anteriormente inactiva.

¹ Durante los nueve primeros meses del año: i) se han producido cambios en la denominación social de algunas de las entidades que configuran el Grupo, siendo la más relevante la correspondiente al negocio conjunto Repsol Sinopec Resources UK Limited (anteriormente "Talisman Sinopec Energy UK Limited -TSEUK-") y ii) la sociedad Repsol Exploración México, S.A. de C.V., tiene consideración de "activa". Adicionalmente, véase Nota 6 para los cambios posteriores al 30 de septiembre de 2016.

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

Sociedad	Categoría	Fecha efectiva de la operación	% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros) ⁽¹⁾
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Enajenación	ene-16	33,36%	0,00%	7
Alsugas Gaviota, S.L.	Liquidación	mar-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Energy Norge AS	Liquidación	mar-16	100,00%	0,00%	-
TLM O&G (Australia) PTY	Enajenación	abr-16	100,00%	0,00%	5
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd.	Enajenación	may-16	25,00%	0,00%	Nota ⁽⁴⁾
Inch Cape Offshore, Ltd.	Enajenación	may-16	100,00%	0,00%	Nota ⁽⁴⁾
Beatrice Wind, Ltd ⁽²⁾	Enajenación	may-16	100,00%	0,00%	Nota ⁽⁴⁾
Wind Farm Energy U.K., Ltd ⁽³⁾	Enajenación	may-16	100,00%	0,00%	Nota ⁽⁴⁾
Talisman (Jambi) Ltd.	Liquidación	may-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Indonesia Ltd.	Liquidación	may-16	100,00%	0,00%	-
TE Resources S.ar.l.	Liquidación	may-16	100,00%	0,00%	-
Talisman International Business Corporation	Liquidación	jun-16	100,00%	0,00%	-
TLM Finance Corp	Liquidación	jun-16	100,00%	0,00%	-
New Santiago Pipelines AG	Absorción	jun-16	100,00%	0,00%	-
Santiago Pipelines AG	Absorción	jun-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Santiago AG	Absorción	jun-16	100,00%	0,00%	-
Talisman SO AG	Absorción	jun-16	100,00%	0,00%	-
TE Colombia Holding S.ar.l	Liquidación	jun-16	100,00%	0,00%	-
Repsol Exploración Gorontalo B.V.	Liquidación	jun-16	100,00%	0,00%	-
Repsol Exploración Numfor B.V.	Liquidación	jun-16	100,00%	0,00%	-
Repsol LNG Offshore B.V.	Liquidación	jun-16	100,00%	0,00%	1
Repsol Gas del Perú, S.A.	Enajenación	jun-16	99,85%	0,00%	Nota ⁽⁵⁾
Repsol Gas de la Amazonía, S.A.C.	Enajenación	jun-16	99,85%	0,00%	Nota ⁽⁵⁾
Vía Red Hostelería y Distribución, S.L.	Enajenación	jul-16	100,00%	0,00%	0,4
Fortuna (US), Lp.	Liquidación	jul-16	100,00%	0,00%	-
Repsol Exploration Services, Ltd.	Liquidación	jul-16	100,00%	0,00%	-
Fusi GP, Llc.	Absorción	jul-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Energy Services, Llc.	Absorción	jul-16	100,00%	0,00%	-
TE Global Services, Llc.	Absorción	jul-16	100,00%	0,00%	-
TE NOK, S.a.r.l.	Absorción	jul-16	100,00%	0,00%	-
Talisman UK Investments, Ltd.	Liquidación	ago-16	100,00%	0,00%	-
Papua Petroleum (PNG), Ltd.	Liquidación	ago-16	100,00%	0,00%	-
Scutum Logistic, S.L.	Disminución part	sep-16	1,36%	15,36%	-
Sociedad Promotora de Bilbao Gas Hub, S.A.	Disminución part	sep-16	3,91%	1,95%	-
Gas Natural SDG, S.A.	Disminución part.	sep-16	10,00%	20,26%	235

⁽¹⁾ Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.

⁽²⁾ Anteriormente denominada Repsol Beatrice, Ltd.

⁽³⁾ Anteriormente denominada Repsol Nuevas Energías UK, Ltd.

⁽⁴⁾ Estas sociedades han sido enajenadas como parte de la operación de venta del negocio eólico en Reino Unido al grupo chino SDIC Power (ver Nota 3), generando una plusvalía de 100 millones de euros antes de impuestos.

⁽⁵⁾ Venta del negocio de GLP en Perú (ver Nota 3), generando una plusvalía de 129 millones de euros antes de impuestos.

ANEXO II: MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación. La información de este anexo actualiza el Marco Regulatorio de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015 que se recoge en su Anexo IV “*Marco Regulatorio*”.

España

Contribuciones al fondo de eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece en su artículo 7 la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020, viniendo obligado cada Estado a establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas anuales de energía.

El Real Decreto-ley 8/2014 y la Ley 18/2014, han venido a trasponer la anterior Directiva mediante la creación de un Fondo Nacional de Eficiencia Energética (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 ministeriales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (IET) por las que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, y en su caso los correspondientes actos de cobro, vienen siendo recurridos por las distintas empresas del Grupo Repsol alcanzadas por las citadas obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional.

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.

Venezuela

A lo largo de 2016 el Gobierno venezolano ha dictado los Decretos N° 2.184 publicado con fecha 14 de enero en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214 y el Decreto N° 2.323 publicado con fecha 13 de mayo en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.227, por los que se declara el Estado de Emergencia Económica en todo el territorio de la República Bolivariana de Venezuela y el Estado Excepción y de la Emergencia Económica, respectivamente.

Dichos Decretos habilitan al Ejecutivo Nacional a fin de que disponga de la atribución de adoptar las medidas oportunas que permitan atender la situación excepcional, extraordinaria y coyuntural que atraviesa la economía venezolana, con una duración prevista de 60 días contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial, con la posibilidad de prorrogarse por el mismo periodo.

Ambos decretos han sido desaprobados 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.

Así el Estado de Emergencia Económica publicado con fecha 14 de enero de 2016 fue prorrogado en fecha 11 de marzo de 2016, para finalmente proceder el Poder Ejecutivo a dictar el nuevo Decreto N° 6.214 ya referido, a la finalización de la prórroga anterior. En relación a este último Decreto, la Sala Constitucional ha señalado que el mismo entró en vigencia desde que fue dictado y su legitimidad, validez, vigencia y eficacia jurídico-constitucional se mantiene irrevocablemente incólume, conforme a lo previsto en el Texto Fundamental.

En este mismo orden, la Presidencia de la República Bolivariana de Venezuela, mediante el Decreto 2.371 de fecha 12 de julio de 2016, publicado en la Gaceta Oficial de la República de Venezuela No. 40.942 de la misma fecha, prorrogó por un periodo de sesenta días, el plazo establecido en el referido Decreto N° 2.323. Por su parte, la Asamblea Nacional Legislativa, en su sesión del día 14 de julio de 2016, no aprobó la prórroga del Decreto N° 2.323 decretada por el Poder Ejecutivo, por considerarla contraria a los intereses del país. Si bien la Asamblea Nacional no aprobó la extensión, el Ejecutivo mantiene vigente el Decreto lo cual se prevé sea confirmado por el Tribunal Supremo de Justicia como en los casos anteriores.

En relación a los nuevos convenios cambiarios que han entrado en vigor véase Nota 5.5.

Bolivia

El 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley N°. 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera en Bolivia, que ha sido 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 817 de 19 de julio de 2016 complementa el Artículo 42 de la Ley No 3058 de 17 de mayo de 2005, artículo que fue previamente modificado por medio de la Ley Nro. 767 de 11 de diciembre de 2015, permitiendo a YPFB 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 superior a 350 millones de dólares americanos) o en actividades de exploración y su desarrollo (por importe superior 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.

ANEXO III: POLÍTICAS CONTABLES

Los criterios y políticas para la elaboración de la información financiera del Grupo Repsol se recogen en la Nota 2 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015 y se actualizan con lo expuesto a continuación:

7. Otro inmovilizado intangible

(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 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.

8. Inmovilizado material

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

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito (“*successful-efforts*”). De acuerdo con estas políticas, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*”, asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en los mismos.
- ii. Los costes de perforación de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “*Otros costes de exploración*” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. En aquellos casos en los que se encuentran reservas pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - Si el área requiere inversiones adicionales previas al inicio de la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones: (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y; (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se registran en la cuenta de resultados.

- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, los correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de resultados.

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

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

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 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015).

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.

ANEXO IV: OTRA INFORMACIÓN DE DETALLE

Instrumentos financieros

Activos Financieros

El detalle de los activos financieros del Grupo, clasificados por clases de activos, es el siguiente:

30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015														
Millones de euros	Activos financieros mantenidos para negociar ⁽³⁾		Otros activos financieros a VR con cambios en resultados ⁽³⁾		Activos financieros disponibles para la venta ⁽³⁾		Préstamos y partidas a cobrar ⁽²⁾		Inversiones mantenidas hasta el vencimiento ⁽²⁾		Derivados de cobertura ⁽³⁾		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	82	82	-	-	-	-	-	-	82	82
Derivados	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4
Otros activos financieros	-	-	56	66	-	-	616	567	-	-	-	-	672	633
Largo plazo / No corriente	1	4	56	66	82	82	616	567	-	-	-	-	755	719
Derivados	80	477	-	-	-	-	-	-	-	-	4	1	84	478
Otros activos financieros	-	-	10	11	-	-	1.270	1.170	3.379	2.439	-	-	4.659	3.620
Corto plazo / Corrientes	80	477	10	11	-	-	1.270	1.170	3.379	2.439	4	1	4.743	4.098
TOTAL ⁽¹⁾	81	481	66	77	82	82	1.886	1.737	3.379	2.439	4	1	5.498	4.817

⁽¹⁾ Adicionalmente existen cuentas comerciales a cobrar que se incluyen en los epígrafes del balance "Otros activos no corrientes", "Clientes por ventas y prestaciones de servicios" y "Otros deudores" (a 30 de septiembre de 2016, 299 millones de euros a largo plazo y 4.086 millones de euros a corto plazo, y a 31 de diciembre de 2015, 175 millones de euros a largo plazo y 4.254 millones de euros a corto plazo).

⁽²⁾ El valor razonable coincide con su saldo contable.

⁽³⁾ En el apartado "Valor razonable de los instrumentos financieros" de este anexo se informa de la clasificación de los instrumentos financieros por niveles de jerarquía de valor razonable.

Pasivos Financieros

El detalle de los pasivos financieros del Grupo, clasificados por clases de pasivos, es el siguiente:

30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015											
Millones de euros	Pasivos financieros mantenidos para negociar ⁽²⁾		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura ⁽²⁾		Total		Valor Razonable		
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.333	1.543	-	-	1.333	1.543	1.333	1.543	
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	8.127	8.939	-	-	8.127	8.939	8.651	8.878	
Derivados	3	1	-	-	111	90	114	91	114	91	
Otros pasivos financieros	-	-	-	9	-	-	-	9	-	9	
Largo plazo / No corriente	3	1	9.460	10.491	111	90	9.574	10.582	10.098	10.521	
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.310	1.707	-	-	1.310	1.707	1.310	1.707	
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	2.381	2.376	-	-	2.381	2.376	2.396	2.380	
Derivados	188	193	-	-	2	5	190	198	190	198	
Otros pasivos financieros ⁽³⁾	-	-	3.013	2.921	-	-	3.013	2.921	3.013	2.921	
Corto plazo / Corrientes	188	193	6.704	7.004	2	5	6.894	7.202	6.909	7.206	
TOTAL ⁽¹⁾	191	194	16.164	17.495	113	95	16.468	17.784	17.007	17.727	

- (1) Adicionalmente existen pasivos por arrendamientos financieros a 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 por importe de 1.476 y 1.540 millones de euros registrados en el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” y 194 y 206 millones de euros en el epígrafe “*Otros acreedores*”.
- (2) En el apartado “*Valor razonable de los instrumentos financieros*” de este Anexo se informa de la clasificación de los instrumentos financieros por niveles de jerarquía de valor razonable.
- (3) Corresponde fundamentalmente al préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V.

Valor razonable de los instrumentos financieros

La clasificación de los instrumentos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable a 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Millones de euros	30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015							
	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activos financieros								
Activos financieros mantenidos para negociar	2	298	79	183	-	-	81	481
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	66	77	-	-	-	-	66	77
Activos financieros disponibles para la venta ⁽¹⁾	1	1	-	-	-	-	1	1
Derivados de cobertura	-	-	4	1	-	-	4	1
Total	69	376	83	184	-	-	152	560
Pasivos financieros								
Pasivos financieros mantenidos para negociar	90	4	101	190	-	-	191	194
Derivados de cobertura	-	-	113	95	-	-	113	95
Total	90	4	214	285	-	-	304	289

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable se clasifican dentro de las distintas jerarquías de valor razonable, que se describen a continuación:

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

- (1) No incluye 81 millones de euros a 30 de septiembre de 2016 y a 31 de diciembre de 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 instrumentos 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 instrumentos 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, curvas de precios de commodities 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.

Información por segmentos

El importe neto de la cifra de negocios desglosada entre clientes y operaciones entre segmentos se desglosa a continuación:

Segmentos	Millones de euros					
	Importe neto de la cifra de negocios procedente de clientes		Importe neto de la cifra de negocios entre segmentos		Importe neto de la cifra de negocios	
	9M 2016	9M 2015	9M 2016	9M 2015	9M 2016	9M 2015
Upstream	2.930	2.711	589	785	3.519	3.496
Downstream	22.932	28.986	18	8	22.950	28.994
Corporación y otros	-	2	3	1	3	3
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	1	(1)	(610)	(794)	(609)	(795)
TOTAL	25.863	31.698	-	-	25.863	31.698

La reconciliación de otras magnitudes presentadas en la Nota 4.4 con aquellas NIIF-UE del tercer trimestre y del periodo de nueve meses acumulado de 2016 y de 2015 es la siguiente:

	Millones de euros			
	3T 2016	3T 2015	30/09/2016	30/09/2015
Importe neto de la cifra de negocio ⁽¹⁾	9.318	10.704	25.863	31.698
<i>Ajustes por neg. conjuntos u otras sociedades gestionadas como tales:</i>				
Upstream	(388)	(476)	(1.159)	(1.310)
Downstream	(9)	(18)	(24)	(58)
Corporación y otros	-	-	-	(1)
Importe neto de la cifra de negocio NIIF-UE ⁽²⁾	8.921	10.210	24.680	30.329
Inversiones netas de explotación ⁽¹⁾	(1.645)	695	(607)	10.696
<i>Ajustes por neg. conjuntos u otras sociedades gestionadas como tales y otros ⁽³⁾:</i>				
Upstream	(113)	(303)	(488)	(872)
Downstream	165	272	164	313
Corporación y otros	32	18	11	14
Inversiones según Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽⁴⁾	(1.561)	682	(920)	10.151
Capital empleado ⁽¹⁾	n.a	n.a	39.170	40.702
<i>Ajustes por neg conjuntos u otras sociedades gestionadas como tales:</i>				
Upstream	n.a	n.a	864	1.304
Downstream	n.a	n.a	13	6
Corporación y otros	n.a	n.a	-	-
Capital empleado según Balance	n.a	n.a	40.047	42.012

(1) Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.6 "Información por segmentos de negocio".

(2) La cifra Importe neto de la cifra de negocios (NIIF-UE) corresponde a la suma de los epígrafes de "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos" de la cuenta de pérdidas y ganancias.

(3) Otros corresponde a la diferencia temporal entre caja y devengo.

(4) Corresponde a los epígrafes "Cobros por desinversiones" y "Pagos por inversiones" del Estado de Flujos de Efectivo consolidado preparado bajo NIIF -UE, sin incluir las partidas correspondientes a "Otros activos financieros".

ANEXO V: MEDIDAS ALTERNATIVAS DEL RENDIMIENTO

La información financiera de Repsol contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de Reporting del Grupo¹ denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR). Las MAR se consideran magnitudes “ajustadas” respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con NIIF-UE o con la Información de las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos (en adelante “Información E&P”)², y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias pero no sustitutivas de estas.

Las MAR son importantes para los usuarios de la información financiera porque son las medidas que utiliza la Dirección de Repsol para evaluar el rendimiento financiero, los flujos de efectivo o la situación financiera en la toma de decisiones financieras, operativas o estratégicas del Grupo.

Para las conciliaciones de las MAR correspondientes al primer y segundo trimestre véase el Anexo I del Informe de Gestión intermedio correspondiente del primer semestre del ejercicio 2016.

1. Medidas del rendimiento financiero

Resultado neto ajustado

El Resultado Neto Ajustado es la principal medida de rendimiento financiero que la Dirección (Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream*) revisa para la toma de decisiones de acuerdo con la NIIF 8 “*Segmentos de operación*”.

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los correspondientes a negocios conjuntos y otras sociedades gestionadas operativamente como tales, 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.

El Resultado Neto Ajustado se calcula como el ***Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición*** (“*Current Cost of Supply*” o CCS³) neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos (***Resultados específicos***), ni el denominado ***Efecto patrimonial***. El ***Resultado financiero*** se asigna al Resultado Neto Ajustado del segmento “*Corporación y otros*”.

El Resultado Neto Ajustado es una MAR útil para el inversor a efectos de poder evaluar el rendimiento de los segmentos de operación y permitir una mejor comparabilidad con las compañías del sector de Oil & Gas que utilizan distintos métodos de valoración de existencias (ver apartado siguiente).

¹ Véase la Nota 2.6.

² La Información E&P que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se prepara de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y gas, y que utiliza como referencia los criterios de desglose recogidos en el Topic 932 del Financial Accounting Standards Board (FASB).

³ 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. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado Neto Ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial.

Efecto Patrimonial

Es la diferencia entre el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición (CCS)** y el resultado calculado a Coste Medio Ponderado (CMP, método de valoración de inventarios utilizado por la compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea). Afecta únicamente al segmento *Downstream*, de forma que en el **Resultado de operaciones continuadas 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. Además del efecto anterior, el **Efecto Patrimonial** incluye otros ajustes a la valoración de existencias (saneamientos, coberturas económicas...) y se presenta neto de impuestos y minoritarios. La Dirección de Repsol considera que esta es una medida útil para los inversores considerando las variaciones tan significativas que se producen en los precios de los inventarios entre periodos.

El CMP es un método contable de valoración de existencias aceptado por la normativa contable europea, por el que se tienen en cuenta los precios de compra y los costes de producción históricos, valorando los inventarios por el menor entre dicho coste y su valor de mercado.

Resultados específicos

Partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Incluye plusvalías/minusvalías por desinversiones, costes de reestructuración de personal, deterioros y provisiones para riesgos y gastos. Los Resultados específicos se presentan netos de impuestos y minoritarios.

En la Nota 4.3 se incluyen los Resultados específicos del tercer trimestre de 2015 y 2016. A continuación se presentan los Resultados específicos acumulados de los nueve primeros meses de 2015 y 2016.

<i>Millones de euros</i>	Resultados específicos acumulado de los nueve primeros meses							
	Upstream		Downstream		Corporación		TOTAL	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Desinversiones	(13)	41	445	324	201	(16)	633	349
Reestructuración plantillas	(59)	(10)	(143)	(3)	(168)	(29)	(370)	(42)
Deterioros	(21)	(237)	(13)	(284)	-	(7)	(34)	(527)
Provisiones y otros	(403)	(15)	(22)	10	96	(13)	(329)	(18)
TOTAL	(496)	(221)	267	46	129	(64)	(100)	(238)

A continuación se presenta la reconciliación de los Resultados Ajustados bajo el modelo de Reporting del Grupo con los Resultados preparados bajo NIIF-UE:

	Resultados acumulado de los nueve primeros meses											
	AJUSTES											
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	1.503 ⁽¹⁾	1.620 ⁽¹⁾	(116)	(89)	30	(539)	1	(494)	(85)	(1.122)	1.418	498
Resultado financiero	(385)	233	(5)	(13)	102	22	-	-	97	9	(288)	242
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	294	340	(42)	(105)	-	-	-	-	(42)	(105)	252	235
Resultado antes de impuestos	1.412	2.193	(163)	(207)	132	(517)	1	(494)	(30)	(1.218)	1.382	975
Impuesto sobre beneficios	(161)	(730)	163	207	(233)	279	(1)	140	(71)	626	(232)	(104)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.251	1.463	-	-	(101)	(238)	-	(354)	(101)	(592)	1.150	871
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(27)	(64)	-	-	1	-	(4)	25	(3)	25	(30)	(39)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	1.224	1.399	-	-	(100)	(238)	(4)	(329)	(104)	(567)	1.120	832

⁽¹⁾ Resultado de las operaciones continuadas a costes de reposición (CCS).

⁽²⁾ El Efecto patrimonial supone un ajuste a los epígrafes de “Aprovisionamientos” y “Variación de existencias de producto” de la cuenta de pérdidas y ganancias NIIF-UE.

	Resultados del tercer trimestre											
	AJUSTES											
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	506 ⁽¹⁾	511 ⁽¹⁾	(8)	13	249	(303)	(7)	(406)	234	(696)	740	(185)
Resultado financiero	(123)	(223)	(89)	24	120	-	-	-	31	24	(92)	(199)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	88	105	(48)	(128)	-	-	-	-	(48)	(128)	40	(23)
Resultado antes de impuestos	471	393	(145)	(91)	369	(303)	(7)	(406)	217	(800)	688	(407)
Impuesto sobre beneficios	(157)	(206)	145	91	(188)	195	2	115	(41)	401	(198)	195
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	314	187	-	-	181	(108)	(5)	(291)	176	(399)	490	(212)
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(7)	(28)	-	-	(1)	-	(1)	19	(2)	19	(9)	(9)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	307	159	-	-	180	(108)	(6)	(272)	174	(380)	481	(221)

⁽¹⁾ Resultado de las operaciones continuadas a costes de reposición (CCS).

⁽²⁾ El Efecto patrimonial supone un ajuste a los epígrafes de “Aprovisionamientos” y “Variación de existencias de producto” de la cuenta de pérdidas y ganancias NIIF-UE.

EBITDA:

El **EBITDA** (“*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*”) es un indicador que mide el margen de explotación de la empresa antes de deducir los intereses, impuestos, deterioros, reestructuraciones y amortizaciones. Al prescindir de las magnitudes financieras y tributarias, así como de gastos contables que no conllevan salida de caja, es utilizado por la Dirección para evaluar los resultados de la compañía a lo largo del tiempo, permitiendo su comparación con otras compañías del sector de Oil & Gas.

El **EBITDA** se calcula como Resultado operativo + Amortización + Deterioros + Reestructuraciones y otras partidas que no suponen entradas o salidas de caja de las operaciones (plusvalías/minusvalías por desinversiones, provisiones,...). El resultado operativo corresponde al Resultado de las operaciones continuadas a coste medio ponderado (CMP). En caso de que se utilice el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición** (CCS) se denomina **EBITDA a CCS**.

	Acumulado nueve primeros meses							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
EBITDA	3.558	3.394	(555)	(528)	-	-	3.003	2.866
EBITDA a CCS	3.557	3.888	(555)	(528)	1	(494)	3.003	2.866

⁽¹⁾ Corresponde a los epígrafes “*Resultados antes de impuestos*” y “*Ajustes de resultado*” de los Estados de Flujos de Efectivo (EFE) consolidados preparados bajo NIIF-UE.

	Tercer trimestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
EBITDA	1.141	1.011	(134)	(134)	-	-	1.007	877
EBITDA a CCS	1.148	1.417	(134)	(134)	(7)	(406)	1.007	877

⁽¹⁾ Corresponde a los epígrafes “*Resultados antes de impuestos*” y “*Ajustes de resultado*” de los Estados de Flujos de Efectivo (EFE) consolidados preparados bajo NIIF-UE.

ROACE:

Esta MAR es utilizada por la Dirección de Repsol para evaluar la capacidad que tienen los activos en explotación para generar beneficios, por tanto es una medida de la eficiencia del capital invertido (patrimonio y deuda).

El ROACE se calcula como: (Resultado de explotación ajustado por los resultados de los negocios conjuntos excluyendo los “*Resultados específicos*” + gasto por impuestos + resultado participadas) / (Capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas). El **Capital empleado** mide el capital invertido en la compañía de origen propio y ajeno, y se corresponde con el Total Patrimonio Neto + la **Deuda neta**. Incluye el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

	2015 ⁽¹⁾	9M 2016	
NUMERADOR			
Resultado de explotación (NIIF-UE)	(2.697)	1.418	
Ajuste de Negocios Conjuntos	(441)	116	
Ajuste Resultados específicos	4.219	(30)	
Impuesto sobre beneficios ⁽²⁾	(304)	(300)	
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	475	294	
I. Resultado ROACE a coste medio ponderado	1.251	1.498	1.976 ⁽³⁾
DENOMINADOR			
Total Patrimonio Neto	28.768		29.182
Deuda Financiera Neta	11.934		9.988
Capital empleado a final del periodo	40.702		39.170
II. Capital empleado medio ⁽⁴⁾	41.079		39.726
ROACE (I/II)	3,0		5,0

(1) Magnitud real anual del ejercicio 2015.

(2) No incluye el impuesto sobre beneficios correspondiente al resultado financiero.

(3) Magnitud anualizada por mera extrapolación de los datos del periodo.

(4) Corresponde a la media de saldo del capital empleado al inicio y al final del periodo.

2. Medidas de caja

Flujo de caja ajustado, flujo de caja libre y liquidez:

Esta MAR mide los flujos de entradas y salidas de caja del periodo. El *Flujo de caja ajustado* es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado, incluyendo el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales y, por tanto, constituye el principal indicador para evaluar la generación de caja del periodo por parte de la Dirección del Grupo. Se calcula como la suma de los flujos de efectivo de las actividades de explotación, los flujos de efectivo de las actividades de inversión y los flujos de efectivo de las actividades de financiación.

El *Flujo de caja libre* mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y de inversión y es muy útil para evaluar los fondos disponibles para pagar dividendos a los accionistas y para atender el servicio de la deuda.

A continuación se presenta la reconciliación del *Flujo de caja ajustado* y *Flujo de caja libre* con los Estados de Flujos de Efectivo consolidados (EFE) preparados bajo NIIF-UE:

	Acumulado nueve primeros meses					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	2.430	3.060	(188)	(331)	2.242	2.729
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	462	(10.516)	382	1.675	844	(8.841)
Flujo de caja libre (I+II)	2.892	(7.456)	194	1.344	3.086	(6.112)
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(2.089)	4.799	(58)	(1.306)	(2.147)	3.493
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes	803	(2.657)	136	38	939	(2.619)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.769	5.027	(321)	(389)	2.448	4.638
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	3.572	2.370	(185)	(351)	3.387	2.019

⁽¹⁾ Incluye pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio, pagos de intereses, otros cobros/(pagos) de actividades de financiación, cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio, cobros/(pagos) por emisión/(devolución) de pasivos financieros y el efecto de las variaciones en los tipos de cambio.

	Tercer trimestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	658	1.583	(17)	(152)	641	1.431
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	1.459	(1.016)	127	226	1.586	(790)
Flujo de caja libre (I+II)	2.117	567	110	74	2.227	641
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(990)	(712)	(75)	(2)	(1.065)	(714)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes	1.127	(145)	35	72	1.162	(73)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.445	2.515	(220)	(423)	2.225	2.092
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	3.572	2.370	(185)	(351)	3.387	2.019

⁽¹⁾ Incluye pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio, pagos de intereses, otros cobros/(pagos) de actividades de financiación, cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio, cobros/(pagos) por emisión/(devolución) de pasivos financieros y el efecto de las variaciones en los tipos de cambio.

Por otro lado, el Grupo mide la liquidez como la suma del “*Efectivo y otros activos líquidos equivalentes*” y las líneas de crédito comprometidas no dispuestas al final del periodo que corresponden a créditos concedidos por entidades financieras que podrán ser dispuestos por la compañía en los plazos, importe y resto de condiciones acordadas en el contrato.

	A 30 de septiembre					
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos		NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.572	2.372	(185)	(353)	3.387	2.019
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	4.347	6.111	0	0	4.347	6.111
Liquidez	7.919	8.483	(185)	(353)	7.734	8.130

Inversiones netas de explotación:

Esta MAR se utiliza por la Dirección del Grupo para medir el esfuerzo inversor de cada periodo, así como su asignación por negocios, y se corresponde con aquellas inversiones realizadas por los distintos negocios del Grupo netas de las desinversiones. Incluye el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

	Acumulado nueve primeros meses					
	Inversiones netas de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Upstream	1.725	10.452	(488)	(872)	1.237	9.580
Downstream	(454)	161	164	313	(290)	474
Corporación y otros	(1.878)	83	11	14	(1.867)	97
TOTAL	(607)⁽²⁾	10.696	(313)	(545)	(920)	10.151

(1) Corresponde a los epígrafes “Cobros por desinversiones” y “Pagos por inversiones” de los Estados de Flujos de efectivo consolidados preparados bajo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a “Otros activos financieros”.

(2) Las inversiones brutas de explotación de los nueve primeros meses de 2016 ascienden a 2.495 millones de euros.

	Tercer trimestre					
	Inversiones netas de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Upstream	444	803	(112)	(303)	332	500
Downstream	(196)	(122)	165	272	(31)	150
Corporación y otros	(1.893)	14	31	18	(1.862)	32
TOTAL	(1.645)⁽²⁾	695	84	(13)	(1.561)	682

(1) Corresponde a los epígrafes “Cobros por desinversiones” y “Pagos por inversiones” de los Estados de Flujos de efectivo consolidados preparados bajo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a “Otros activos financieros”.

(2) Las inversiones brutas de explotación del tercer trimestre de 2016 ascienden a 633 millones de euros.

En ocasiones las inversiones de explotación pueden denominarse (CAPEX o “Capital Expenditures”) que en el caso del segmento *Upstream* pueden presentarse incluyendo los gastos generales y de administración (G&A).

3. Medidas de la situación financiera

Deuda y ratios de situación financiera:

La **Deuda Neta** es la principal MAR que utiliza la Dirección para medir el nivel de endeudamiento de la Compañía. Se compone de los pasivos financieros menos los activos financieros, el efectivo y otros equivalentes al efectivo y el efecto de la valoración neta a mercado de derivados financieros (ex - tipo de cambio). Incluye además la deuda neta correspondiente a los negocios conjuntos y a otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

	Deuda Neta		Reclasif. negocios conjuntos ⁽¹⁾		Magnitud según balance NIIF-UE	
	sep-16	dic-15	sep-16	dic-15	sep-16	dic-15
Activo no corriente						
Instrumentos financieros no corrientes ⁽²⁾	79	121	593	512	672	633
Activo corriente						
Otros activos financieros corrientes	26	118	1.261	1.119	1.287	1.237
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	3.574	2.771	(187)	(323)	3.387	2.448
Pasivo no corriente⁽³⁾						
Pasivos financieros no corrientes	(9.627)	(10.716)	56	135	(9.571)	(10.581)
Pasivo corriente⁽³⁾						
Pasivos financieros corrientes	(4.150)	(4.320)	(2.601)	(2.753)	(6.751)	(7.073)
Partidas no incluidas en balance						
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex tipo de cambio ⁽⁴⁾	110	92	-	-	110	92
DEUDA NETA	(9.988)	(11.934)			(10.866)	(13.244)

(1) Incluye fundamentalmente la financiación neta del Grupo Repsol Sinopec Brasil desglosada en los siguientes epígrafes:
Diciembre 2015: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 11 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.819 millones de Euros, minorado en 300 millones de Euros por préstamos con terceros).
Septiembre 2016: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 30 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.772 millones de Euros, minorado en 393 millones de Euros por préstamos con terceros).

(2) Corresponde al epígrafe “Activos financieros no corrientes” del balance de situación consolidado sin considerar los activos financieros disponibles para la venta.

(3) No incluye los saldos correspondientes a los arrendamientos financieros.

(4) En este epígrafe se elimina el valor neto a mercado por derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio.

La **Deuda Bruta** es una magnitud utilizada para analizar la solvencia del Grupo, e incluye los pasivos financieros y el neto de la valoración a mercado de los derivados de tipo de cambio.

	Deuda Bruta		Reclasif. negocios conjuntos		Magnitud según balance NIIF-UE	
	sep-16	dic-15	sep-16	dic-15	sep-16	dic-15
Pasivos financieros corrientes	(4.103)	(4.252)	(2.601)	(2.752)	(6.704)	(7.004)
Valoración neta a mercado de derivados financieros de tipo de cambio corrientes	(32)	(1)	-	-	(32)	(1)
Deuda Bruta corriente	(4.135)	(4.253)	(2.601)	(2.752)	(6.736)	(7.005)
Pasivos Financieros no corrientes	(9.516)	(10.626)	55	135	(9.461)	(10.491)
Deuda Bruta no corriente	(9.516)	(10.626)	55	135	(9.461)	(10.491)
DEUDA BRUTA	(13.651)	(14.879)	(2.546)	(2.617)	(16.197)	(17.497)

Los ratios indicados a continuación se basan en la **Deuda** y son utilizados por la Dirección del Grupo para evaluar tanto el grado de apalancamiento como la solvencia del Grupo.

El Apalancamiento corresponde a la **Deuda Neta** dividida por el **Capital empleado** a cierre del periodo. Este ratio sirve para determinar la estructura financiera y el nivel de endeudamiento relativo sobre el capital aportado por los accionistas y entidades que proporcionan financiación. Es

la principal medida para evaluar y comparar con otras compañías de Oil & Gas la situación financiera de la compañía.

La ***Cobertura de la deuda*** corresponde a la ***Deuda Neta*** dividida por el ***EBITDA CCS*** y permite evaluar la capacidad de la compañía de devolución de la financiación ajena en número de años (x veces), así como su comparación con otras compañías del sector.

El ***ratio de Solvencia*** se calcula como la ***Liquidez*** (ver apartado 2 de este Anexo) dividida por la ***Deuda Bruta a corto plazo***, y se utiliza para determinar el número de veces que el Grupo podría afrontar sus vencimientos de deuda a corto plazo con la liquidez actual.