

Cuentas Anuales Consolidadas

Índice

Estados Financieros Consolidados.....	16
Memoria Consolidada.....	22
Anexos.....	116

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación a 31 de diciembre de 2018 y 2017

Millones de euros

ACTIVO	Nota	31/12/18	31/12/17
Inmovilizado Intangible	11	5.096	4.584
Inmovilizado material	12	25.431	24.600
Inversiones inmobiliarias		68	67
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	13	7.194	9.268
Activos financieros no corrientes	8	1.103	2.038
Activos por impuesto diferido	23	3.891	4.057
Otros activos no corrientes		701	472
ACTIVO NO CORRIENTE		43.484	45.086
Activos no corrientes mantenidos para la venta		6	22
Existencias	16	4.390	3.797
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	17	6.105	5.912
Otros activos corrientes		296	182
Otros activos financieros corrientes	8	1.711	257
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	8	4.786	4.601
ACTIVO CORRIENTE		17.294	14.771
TOTAL ACTIVO		60.778	59.857

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del balance de situación.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación a 31 de diciembre de 2018 y 2017

Millones de euros

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	31/12/18	31/12/17
Capital		1.559	1.556
Prima de Emisión y Reservas		25.894	25.541
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(350)	(45)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		2.341	2.121
Otros Instrumentos de patrimonio		1.024	1.024
FONDOS PROPIOS	7	30.468	30.197
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global		13	-
Operaciones de cobertura	9	(106)	(163)
Diferencias de conversión		253	(241)
OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO		160	(404)
INTERESES MINORITARIOS		286	270
PATRIMONIO NETO	7	30.914	30.063
Provisiones no corrientes	14	4.738	4.829
Pasivos financieros no corrientes	8	9.392	10.080
Pasivos por impuesto diferido	23	1.028	1.051
Otros pasivos no corrientes	15	1.896	1.799
PASIVO NO CORRIENTE		17.054	17.759
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta		-	1
Provisiones corrientes	14	500	518
Pasivos financieros corrientes	8	4.289	4.206
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	18	8.021	7.310
PASIVO CORRIENTE		12.810	12.035
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		60.778	59.857

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del balance de situación.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a los ejercicios terminados
a 31 de diciembre de 2018 y 2017

Millones de euros

	Nota	2018	2017 ⁽¹⁾
Ventas		49.701	41.242
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		172	426
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		130	206
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de activos		277	864
Otros ingresos de explotación		1.073	710
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN		51.353	43.448
Aprovisionamientos		(38.056)	(30.251)
Amortización del inmovilizado		(2.140)	(2.399)
Gastos de personal		(1.874)	(1.892)
Transportes y fletes		(1.114)	(1.072)
Suministros		(739)	(842)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de activos		(1.281)	(922)
Otros gastos de explotación		(3.696)	(3.281)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN		(48.900)	(40.659)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	19	2.453	2.789
Intereses netos		(230)	(288)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		200	34
Diferencias de cambio		467	151
Deterioro de instrumentos financieros		(370)	(1)
Otros ingresos y gastos financieros		(240)	(208)
RESULTADO FINANCIERO	21	(173)	(312)
RESULTADO INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	22	1.053	630
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		3.333	3.107
Impuesto sobre beneficios	23	(1.386)	(1.220)
RESULTADO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		1.947	1.887
RESULTADO DE OPERACIONES CONTINUADAS ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS		(18)	(40)
RESULTADO OPERACIONES CONTINUADAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		1.929	1.847
RESULTADO OPERACIONES INTERRUMPIDAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	24	412	274
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		2.341	2.121
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	25		Euros / acción
Básico		1,45	1,29
Diluido		1,45	1,29

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas anuales consolidadas 2017 en relación con la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (ver Nota 2.2.1).

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de ingresos y gastos reconocidos correspondiente a los ejercicios terminados
a 31 de diciembre de 2018 y 2017

Millones de euros

	2018	2017
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO⁽¹⁾	2.359	2.161
Por ganancias y pérdidas actuariales	4	1
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	25	6
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	3	1
Efecto impositivo	4	-
OTRO RESULTADO GLOBAL (Partidas no reclasificables al resultado)	36	8
Cobertura de flujos de efectivo:	39	22
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	3	(5)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	36	27
Diferencias de conversión:	332	(2.660)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	383	(2.622)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(51)	(38)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	181	(132)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	-	(175)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	181	43
Efecto impositivo	14	(30)
OTRO RESULTADO GLOBAL (Partidas reclasificables al resultado)	566	(2.800)
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	602	(2.792)
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	2.961	(631)
a) Atribuidos a la entidad dominante	2.940	(662)
b) Atribuidos a intereses minoritarios	21	31

(1) Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: "Resultado procedente de operaciones continuadas" y "Resultado de operaciones interrumpidas atribuido a la sociedad dominante".

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de cambios en el patrimonio neto correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2018 y 2017

Millones de euros

	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio							
	Fondos Propios							Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio	Otro resultado global acumulado	Intereses minoritarios	
Saldo final al 31/12/2016	1.496	24.232	(1)	1.736	1.024	2.380	244	31.111
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	2	-	2.121	-	(2.785)	31	(631)
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación/(Reducción) de capital	60	(60)	-	-	-	-	-	-
Dividendos y remuneración al accionista	-	(342)	-	-	-	-	(5)	(347)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	(44)	-	-	-	-	(44)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones de patrimonio neto:								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	1.736	-	(1.736)	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(29)	-	-	-	-	-	(29)
Otras variaciones	-	2	-	-	-	1	-	3
Saldo final al 31/12/2017	1.556	25.541	(45)	2.121	1.024	(404)	270	30.063
Impacto de nuevas normas (Ver Nota 2.2.2)	-	(351)	-	-	-	(5)	-	(356)
Saldo inicial ajustado	1.556	25.190	(45)	2.121	1.024	(409)	270	29.707
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	29	-	2.341	-	570	21	2.961
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación/(Reducción) de capital	72	(72)	-	-	-	-	-	-
Dividendos y remuneración al accionista	-	(275)	-	-	-	-	(5)	(280)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	(69)	(1.072)	(305)	-	-	-	-	(1.446)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras variaciones de patrimonio neto:								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.121	-	(2.121)	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(29)	-	-	-	-	-	(29)
Otras variaciones	-	2	-	-	-	(1)	-	1
Saldo final al 31/12/2018	1.559	25.894	(350)	2.341	1.024	160	286	30.914

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de flujos de efectivo correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2018 y 2017

Millones de euros

	Nota	2018	2017
Resultado antes de impuestos		3.333	3.107
Ajustes de resultado:		2.360	2.146
Amortización del inmovilizado	11 Y 12	2.140	2.399
Otros ajustes del resultado (netos)		220	(253)
Cambios en el capital corriente		(389)	(110)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(725)	(30)
Cobros de dividendos		472	511
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(762)	(320)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(435)	(221)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	26	4.579	5.113
Pagos por inversiones:	4, 11 Y 12	(5.501)	(3.094)
Empresas del grupo y asociadas		(807)	(327)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.661)	(2.300)
Otros activos financieros		(2.033)	(467)
Cobros por desinversiones:	4	4.074	254
Empresas del grupo y asociadas		3.372	16
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		119	78
Otros activos financieros		583	160
Otros flujos de efectivo		68	51
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	26	(1.359)	(2.789)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	7	(1.595)	(293)
Adquisición		(1.808)	(304)
Enajenación		213	11
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	8	(796)	(1.163)
Emisión		18.127	10.285
Devolución y amortización		(18.923)	(11.448)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	7	(297)	(332)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(344)	(573)
Pagos de intereses		(454)	(537)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		110	(36)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	26	(3.032)	(2.361)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		(3)	(49)
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	26	185	(86)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		4.601	4.687
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO:	8	4.786	4.601
Caja y bancos		4.124	3.753
Otros activos financieros		662	848

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

Memoria Consolidada correspondiente al ejercicio 2018

Información general

1. Acerca de este informe	23
2. Bases de presentación	25
3. Estimaciones y juicios contables.....	34
Principales adquisiciones y desinversiones	
4. Principales adquisiciones y desinversiones	39
Información por segmentos	
5. Información por segmentos de negocio	42
Estructura de capital y recursos financieros	
6. Estructura del capital.....	45
7. Patrimonio neto	46
8. Instrumentos financieros.....	50
9. Operaciones con derivados y coberturas	57
10. Riesgos financieros	61
Activos y pasivos no corrientes	
11. Inmovilizado intangible.....	67
12. Inmovilizado material.....	69
13. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	70
14. Provisiones corrientes y no corrientes	74
15. Otros pasivos no corrientes.....	77
Activos y pasivos corrientes	
16. Existencias	78
17. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.....	78
18. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	79
Resultados	
19. Resultado de explotación	80
20. Deterioro de activos	83
21. Resultado financiero	89
22. Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación	90
23. Impuestos	90
24. Resultado de operaciones interrumpidas.....	97
25. Beneficio por acción.....	97
Flujos de caja	
26. Flujos de caja	98
Otra información	
27. Compromisos y garantías	100
28. Información sobre operaciones con partes vinculadas	102
29. Obligaciones con el personal	104
30. Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo ...	107
31. Información sobre medio ambiente.....	112
32. Otros desgloses.....	114
33. Hechos posteriores	115
Anexos	
Anexo I. Estructura societaria del Grupo.....	116
Anexo Ia. Sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2018.....	116
Anexo Ib. Principales variaciones del perímetro de consolidación	131
Anexo Ic. Operaciones conjuntas del Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2018	137
Anexo II. Información por segmentos y conciliación con estados financieros NIIF-UE...	146
Anexo III. Marco regulatorio.....	148

Información general

1. Acerca de este informe

1.1. Sobre el Grupo Repsol

Repsol es un grupo de empresas del sector energético (en adelante “Repsol”, “Grupo Repsol” o “Grupo”) con presencia en cinco continentes.

Realiza de manera integrada todas las actividades de producción, transformación y comercialización de energía. En el sector de hidrocarburos, incluye la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refinio, 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). En el sector eléctrico, y tras la adquisición de Viesgo (ver Nota 4), incorpora las actividades de generación y la comercialización de energía eléctrica y gas natural en España.

1.2. Sobre la sociedad matriz

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

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

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

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia)¹. La Compañía también dispone de un Programa de ADS (American Depositary Shares), los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

1.3 Sobre las Cuentas Anuales consolidadas y otra información complementaria

Las presentes Cuentas Anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2018, así como de los resultados consolidados del Grupo, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados del ejercicio terminado en dicha fecha.

Las presentes Cuentas Anuales consolidadas han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A.² en su reunión de 27 de febrero de 2019 y se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación³.

1. El 28 de enero de 2019 se ha hecho efectiva la exclusión de cotización de la acción de Repsol, S.A. en Argentina.

2. La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas es responsabilidad de los administradores de la sociedad matriz del Grupo y requiere efectuar estimaciones y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios y estimaciones resultan más significativos se detallan en la Nota 3.

3. Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 11 de mayo de 2018.

Adjunto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe de Gestión de Grupo. Adicionalmente, y como información complementaria (no revisada por el auditor externo), Repsol publica la “*Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos*” y el “*Informe de pagos a Administraciones Públicas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos*”. Todos estos informes están disponibles en www.repsol.com.

1.4. Principales novedades en las actividades del Grupo

El 18 de mayo de 2018, Repsol, S.A. ha vendido a Rioja Bidco Shareholdings, su participación (20,072%) en Naturgy Energy Group, S.A. (anteriormente Gas Natural SDG, S.A. y en adelante “*Naturgy*” o “*grupo Naturgy*”).

El 6 de junio de 2018 se ha publicado la actualización del Plan Estratégico para el periodo 2018-2020 (“*Plan Estratégico*”). Uno de los tres pilares en los que se basa el Plan Estratégico es desarrollar nuevos negocios vinculados a la transición energética, con especial atención al desarrollo del negocio del gas, la generación de bajas emisiones y la comercialización de gas y electricidad. A la fecha:

- Se ha completado la adquisición de los negocios no regulados de generación de electricidad de bajas emisiones de Viesgo, así como su comercializadora de gas y electricidad (Ver Nota 4); y
- Se ha adquirido la compañía Valdesolar Hive, S.L., que desarrolla un proyecto fotovoltaico en Valdecaballeros (Badajoz), que tendría una potencia nominal de 206,24 MW (263,7 MW pico) y podría estar operativo entre 2019 y 2020.

El Grupo, también en línea con el Plan estratégico, aumenta su presencia internacional en los negocios de Downstream en México, donde se han inaugurado las primeras estaciones de servicio y se entra en el negocio de Lubricantes con la adquisición de una participación significativa en la compañía Bardhal de México, S.A., y en Perú, dónde se adquiere Puma Energy Perú SAC, que suma 26 EE.S a las más de 500 que Repsol ya tenía el país.

1.5. Composición del Grupo

El perímetro del Grupo Repsol lo configuran más de 300 sociedades constituidas en más de 40 países (principalmente en España, Países Bajos, Canadá y Estados Unidos), que, en ocasiones, desarrollan actividades en el extranjero a través de sucursales, establecimientos permanentes, etc.

El Grupo Repsol está compuesto por sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas. En el Anexo I se detallan las principales sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas que configuran el Grupo Repsol incluidas en el perímetro de consolidación.

En la industria del *Oil&Gas*, las actividades de exploración y producción de hidrocarburos se desarrollan habitualmente a través de fórmulas de colaboración o asociación entre empresas que califican como acuerdos conjuntos que se instrumentan mediante acuerdos de asociación (*Joint Operation Agreements* que se integran en los estados financieros de los socios en función de la participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos que surgen del acuerdo) o como negocios conjuntos (*Joint Ventures* que se integran en los estados financieros de los socios por el método de la participación).

Durante el año 2018 se han producido cambios relevantes en la composición del Grupo como consecuencia de la venta del 20 % en Naturgy Energy Group, S.A. y la adquisición, en el marco de la actualización estratégica, de los negocios vinculados a la transición energética. En 2017 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro del Grupo.

Para más información sobre cambios en la composición del Grupo, véase la Nota 4 y el Anexo I.

2. Bases de presentación

2.1. Principios generales

Las Cuentas Anuales consolidadas se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el *Internacional Accounting Standards Board* (IASB), adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2018¹ y demás disposiciones del marco normativo aplicable². De las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2018³ destacan por su impacto en las presentes cuentas anuales la NIIF 9 *Instrumentos Financieros* y NIIF 15 *Ingresos de Contratos con Clientes*, tal y como se describe en el apartado 2.2.2 de esta Nota.

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas⁴, cuyos criterios contables se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

Las Cuentas Anuales consolidadas se presentan en millones de euros, que es la moneda funcional de la sociedad dominante y la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Las partidas incluidas en las presentes Cuentas Anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera, y cuando ésta es distinta a la moneda de presentación se convierten como se describe a continuación: i) para los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se aplica el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance, ii) para las partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio acumulado del ejercicio (no obstante, en el caso de transacciones relevantes, o cuando los tipos de cambio hayan fluctuado de forma significativa a lo largo del ejercicio, se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la transacción) y iii) las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe “Diferencias de conversión”, en el Patrimonio neto.

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad del Grupo se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Diferencias de cambio” incluido en el Resultado financiero.

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

2. Aquellas políticas consideradas significativas de acuerdo con la naturaleza de las actividades del Grupo se describen al final de esta nota y el resto de políticas significativas y aquellas que supongan una opción contable se desglosan en sus las correspondientes notas.

3. Las normas aplicadas a partir del 1 de enero de 2018 son: i) NIIF 9 *Instrumentos Financieros*; ii) NIIF 15 *Ingresos de Contratos con Clientes*; iii) Clarificaciones a la NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*; iv) Modificaciones a la NIIF 4 *Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros* con la NIIF 4 *Contratos de seguros*; v) Mejoras Anuales a las NIIF, *Ciclo 2014-2016*; vi) Modificaciones a la NIIF 2 *Clasificación y valoración de transacciones con pagos basados en acciones*; vii) Modificaciones a la NIC 40 *Transferencias de Propiedades de Inversión*; y viii) CINIIF 22 *Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas*. Salvo por lo descrito en el apartado 2.2.2 para NIIF 9 y NIIF 15 el resto de normas no han tenido impactos significativos.

4. Las sociedades del Grupo en función del control que se ejerce sobre ellas se clasifican en: i) sociedades dependientes: aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente su control, y son consolidadas siguiendo el método de integración global, ii) acuerdos conjuntos: aquellas en las que las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control (control conjunto) y se clasifican en i) operaciones conjuntas articuladas a través de un *Joint Operating Agreement* (JOA) o un vehículo similar y cuyas participaciones se mantienen por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas por el método de integración global, o ii) negocios conjuntos se registran por el método de la participación; y iii) asociadas: aquellas participaciones sobre las que existe influencia significativa, que no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras pero sobre las que ostenta poder para intervenir en ellas, y son contabilizadas por el método de la participación.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2018 y 2017 han sido:

	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,15	1,18	1,20	1,13
Real brasileño	4,44	4,31	3,97	3,61

2.2. Comparación de la información

2.2.1. Variaciones en el perímetro de consolidación

Como consecuencia de la venta de la participación en Naturgy (ver Nota 1.4) los resultados derivados de dicha participación se han clasificado en el "Resultado de operaciones interrumpidas neto de impuestos" (ver Nota 2.4). La cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2017 ha sido re-expresada a efectos comparativos.

2.2.2. Aplicación de nuevas normas contables

NIIF 9 Instrumentos Financieros:

La NIIF 9 Instrumentos Financieros se ha aplicado íntegramente con fecha 1 de enero de 2018 sin re-expresión de la información comparativa relativa al ejercicio 2017, reemplazando a la NIC 39 respecto al registro y valoración contable de los instrumentos financieros. Los impactos de primera aplicación, que se han registrado directamente en el patrimonio neto, han sido los siguientes:

Deterioro de activos

La primera aplicación del modelo de deterioro por riesgo de crédito basado en la pérdida esperada¹ ha supuesto un impacto negativo de 348 millones de euros, principalmente por los activos financieros vinculados a Venezuela. Este impacto ha sido registrado en el epígrafe "Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas" (ver Nota 7) con el siguiente desglose:

	31/12/2017			AJUSTE NIIF ⁽²⁾	01/01/2018
	Bruto	Provisión deterioro ⁽³⁾	Neto		
Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	3.744	(1.706)	2.038	(289)	1.749
Otros activos no corrientes	472	-	472	(42)	430
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.085	(173)	5.912	(71)	5.841
Provisiones corrientes y no corrientes	(5.222)	(125)	(5.347)	(19)	(5.366)
Efecto en activos netos		(2.004)		(421)	(2.654)
Inversiones cont. método de la participación			9.268	(12)	9.256
Activos por impuesto diferido				85	
Efecto en Patrimonio Neto				(348)	

(1) Ver Nota 10.3.

(2) Saldo provisión modelo de pérdida incurrida (NIC 39) a 31 de diciembre.

(3) La pérdida acumulada se presenta, en su caso, minorando la correspondiente cuenta de activo.

1. Véase Nota 10.3. para más información en relación al modelo de pérdida esperada del Grupo.

Clasificación de activos financieros

Los activos financieros han sido clasificados a 1 de enero de 2018 como activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros medidos a coste amortizado o como activos financieros medidos a valor razonable con cambios en "Otro resultado global" en función de las características de los flujos contractuales de los activos y el modelo de negocio aplicado por la Compañía¹, no habiéndose producido impactos significativos como consecuencia de los cambios en clasificación.

A continuación, se desglosa la conciliación de la clasificación de los activos financieros bajo NIC 39 y NIIF 9 en la fecha de primera aplicación:

Tipo de instrumento	Clasificación 31/12/2017 (NIC 39)	Clasificación 1/1/2018 (NIIF 9)	Importe
Instrumentos de Patrimonio ⁽¹⁾	Disponibles para la venta	VR ⁽²⁾ con cambios en otro resultado global	101
		VR con cambios en resultados	17
Derivados	Mantenidos para negociar	VR con cambios en resultados	79
Préstamos	Préstamos y partidas a cobrar	Coste amortizado	2.106
Efectivo y otros activos líquidos	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Coste amortizado	4.593
Otros instrumentos	VR con cambios en resultados	VR con cambios en resultados	62

Nota: No incluye "Otros activos no corrientes" y "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance de situación que a 31 de diciembre de 2017 ascenderían a 470 millones de euros a largo plazo y 5.161 millones a corto plazo, de los cuales 1.028 millones de euros corresponden a cuentas a cobrar corrientes de contratos de venta de *commodities*, que se valoran a valor razonable con cambios en resultados, correspondiendo el resto fundamentalmente a cuentas a cobrar comerciales valoradas a coste amortizado.

(1) Cartera de sociedades no consolidadas ni valoradas por el método de la participación.

(2) VR: Valor razonable.

En relación a los pasivos financieros, no ha habido ningún impacto significativo ni en la clasificación ni en su valoración como consecuencia de la aplicación de la NIIF 9.

Contabilidad de coberturas y derivados

El Grupo ha optado por aplicar la NIIF 9 para la contabilidad de sus actividades de cobertura, pese a que la norma permite seguir aplicando NIC 39 hasta que el IASB finalice el proyecto de "Gestión dinámica del riesgo", por la mayor flexibilidad que ofrece la nueva norma.

La nueva norma: (i) elimina el requerimiento de la evaluación retrospectiva a efectos de evaluar la continuidad de la cobertura; (ii) permite la mitigación de las asimetrías contables ocasionadas por la operativa de los contratos de aprovisionamiento y comercialización de *commodities* y los instrumentos derivados utilizados como cobertura económica de los mismos, a través de la aplicación de la opción de valor razonable a dichos contratos y; (iii) supone una mayor flexibilidad en relación a la contabilidad de coberturas, en concreto, en lo relativo a los instrumentos que pueden ser utilizados como instrumento de cobertura y en cuanto a las transacciones que pueden ser objeto de cobertura.

No se han producido impactos de primera aplicación de la NIIF 9 en relación a la contabilidad de coberturas.

NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes:

La NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes y las modificaciones al resto de NIIF afectadas por la misma se han aplicado con fecha 1 de enero de 2018 sin re-expresión de la información comparativa relativa al ejercicio 2017.

1. Las inversiones en deuda que se mantengan dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea la obtención de los flujos de caja contractuales que consistan exclusivamente en pagos de principal e intereses, en general, se valorarán al coste amortizado. Cuando dichos instrumentos de deuda se mantengan dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logre mediante la obtención de flujos de caja contractuales de principal e intereses y la venta de dichos instrumentos, en general, se medirán a su valor razonable con cambios en "Otro resultado global". Todas las demás inversiones en deuda y patrimonio se medirán a su valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias. Sin embargo, se puede optar irrevocablemente por presentar en el "Otro resultado global" los cambios posteriores en el valor razonable de determinadas inversiones en instrumentos de patrimonio y, en general, en este caso sólo los dividendos se reconocerán posteriormente en resultados.

La NIIF 15 reemplaza a la NIC 18 *Ingresos* y a la NIC 11 *Contratos de Construcción* y se aplica a todos los ingresos que surgen de contratos con clientes, a menos que dichos contratos estén dentro del alcance de otras normas. De acuerdo a los nuevos requerimientos de registro contable, se deben identificar, clasificar y devengar separadamente los ingresos de cada una de las obligaciones de ejecución del contrato. Entre otras cuestiones, la norma también desarrolla los criterios contables para la activación de los costes incrementales de obtención de un contrato con un cliente.

El Grupo ha revisado la tipología de contratos con clientes (principalmente ventas de crudo, gas, productos petrolíferos, químicos y lubricantes y especialidades) sin que haya identificado en éstos, con carácter general, la existencia de más de una obligación de desempeño. Repsol satisface la obligación de desempeño con la entrega del producto, generalmente hidrocarburos, que se produce en un momento concreto del tiempo. A continuación se identifican los siguientes impactos derivados de la aplicación de la NIIF 15, que han sido registrados en el epígrafe del balance de situación *“Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas”*:

	31/12/2017	AJUSTE NIIF 15	01/01/2018
Otros pasivos no corrientes ⁽¹⁾	(1.799)	(20)	(1.819)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar ⁽¹⁾	(7.310)	(4)	(7.314)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	9.268	9	9.277
Efecto en activos y pasivos netos		(15)	
Activos por impuesto diferido		6	
Efecto en Patrimonio Neto		(9)	

(1) En los contratos de suministro a granel de gases licuados del petróleo (GLP) se han identificado dos obligaciones de desempeño diferenciadas: (i) la venta del gas licuado, que se satisface en un momento concreto del tiempo; y (ii) el servicio de mantenimiento, el cual se presta con carácter general a lo largo de la vida del contrato dando lugar a un pasivo contractual que es presentado en los epígrafes de *“Otros pasivos no corrientes”* y *“Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”* por servicios pendientes de ejecución y que a 1 de enero de 2018 ascienden a 20 millones de euros y 4 millones de euros, respectivamente, y a una pérdida acumulada de 18 millones de euros después de impuestos registrada en el epígrafe de *“Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas”* (ver Nota 7).

Conforme a determinados contratos del segmento *Upstream*, para el pago de los impuestos del Grupo se realizan entregas de producción a empresas nacionales de petróleo que éstas, una vez se ha transferido el control, pueden comercializar libremente en el mercado. De acuerdo con la sustancia económica de las transacciones, el valor monetario de dichos volúmenes de producción se presenta en el epígrafe de la cuenta de pérdidas y ganancias *“Ventas”* (anteriormente en el epígrafe de *“Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos”*). Los importes registrados en el ejercicio 2018 en el epígrafe *“Ventas”* por este concepto ascienden a 570 millones de euros.

En lo referente a costes incrementales de obtención de un contrato con un cliente, se han identificado como tales los costes que el Grupo ya tenía previamente registrados en el epígrafe del balance de situación *“Activo intangible”* en concepto de costes de abanderamiento. El saldo neto a 1 de enero de 2018 por este concepto es de 26 millones de euros.

Por último, en relación con los desgloses adicionales de información, se ha incorporado la apertura de los ingresos de las actividades ordinarias (corresponde a la suma de los epígrafes de *“Ventas”* e *“Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos”*) por área geográfica y por segmento (ver Nota 19).

2.2.3. Beneficio por acción

De acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente a 31 de diciembre de 2017 se ha re-expresado, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2017, 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 7.

2.3. Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura

A continuación, se desglosan las normas y modificaciones de las mismas emitidas por el IASB que serán de aplicación obligatoria en futuros ejercicios:

Normas y modificaciones de normas	Fecha de 1ª aplicación
Adoptadas por la Unión Europea	
NIIF 16 Arrendamientos	1 de enero de 2019
Interpretación CINIIF 23 <i>Incertidumbre sobre tratamientos del impuesto a las ganancias</i> ⁽¹⁾	1 de enero de 2019
Modificaciones a NIIF 9 <i>Características de cancelación anticipada con compensación negativa</i> ⁽¹⁾	1 de enero de 2019
Modificaciones a NIC 28 <i>Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos</i> ⁽¹⁾	1 de enero de 2019
Pendientes de adopción por la Unión Europea⁽²⁾	
Mejoras Anuales a las NIIF, <i>Ciclo 2015-2017</i> ⁽³⁾	1 de enero de 2019
Modificaciones a la NIC 19 <i>Beneficios a los empleados: modificación, reducción o liquidación del plan</i>	1 de enero de 2019
Modificaciones a <i>Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera</i>	1 de enero de 2020
Modificaciones a NIIF 3: <i>Definición de negocio</i>	1 de enero de 2020
Modificaciones a NIC 1 y NIC 8: <i>Definición de materialidad</i>	1 de enero de 2020
NIIF 17 <i>Contratos de seguro</i>	1 de enero de 2021
Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 <i>Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto</i> ⁽⁴⁾	Indefinido

(1) No se han identificado impactos significativos derivados de su aplicación.

(2) En lo referente a estas normas y modificaciones, el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados, sin que a la fecha se hayan identificado efectos significativos.

(3) Incluye Modificaciones a NIC 12 *Impuesto a las ganancias*, a NIC 23 *Costes por intereses* y a NIIF 3 *Combinaciones de negocios* y a NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*.

(4) La aplicación de estas modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28, que fueron emitidas en septiembre de 2014, fueron diferidas de forma indefinida en diciembre de 2015, hasta el momento en que el IASB finalice el Proyecto relativo al Método de la Participación, que a su vez ha sido pospuesto hasta la fase de Post-Implementación de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

NIIF 16 Arrendamientos:

La NIIF 16, sobre arrendamientos, fue emitida en enero de 2016, adoptada por la Unión Europea en octubre de 2017, reemplazando a la NIC 17 *Arrendamientos* y a la Interpretación relacionada CINIIF 14 *Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento*, la SIC 15 *Arrendamientos Operativos-Incentivos* y la SIC 27 *Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento*. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y desglose de información de arrendamientos.

Cambios en la normativa contable

El principal cambio introducido por la NIIF 16 es el requerimiento de que los arrendamientos actualmente clasificados como arrendamientos operativos por parte del arrendatario sean registrados en el balance con criterios similares a los de los arrendamientos financieros según la NIC 17 vigente hasta 31 de diciembre de 2018. La NIIF 16 es efectiva para los periodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 no introduce cambios significativos para la contabilización de contratos de arrendamiento por parte del arrendador. Sí para el arrendatario, quién en la fecha de inicio de un arrendamiento debe reconocer en el balance un pasivo por pagos de arrendamiento y un activo por el derecho de uso del “activo subyacente” durante el plazo del arrendamiento. Asimismo, los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por la actualización financiera del pasivo de arrendamiento y el gasto por amortización del “activo por derecho de uso”. Por lo tanto, la adopción de la NIIF 16 mejorará el resultado de explotación en 2019, mientras que el gasto financiero se verá incrementado. El flujo de efectivo de las actividades de explotación también mejorará, y por el contrario, el flujo de efectivo de las actividades de financiación se verá reducido.

Los arrendatarios también deberán volver a evaluar el importe del pasivo por arrendamiento en caso de que se produzcan ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos por arrendamiento futuros resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los mismos, un cambio respecto al ejercicio de una opción de compra, etc.). Los arrendatarios reconocerán el importe de la nueva medición del pasivo de arrendamiento como un ajuste al valor en libros del activo por derecho de uso, con la excepción de un ajuste a la baja que exceda dicho valor, en cuyo caso sería registrado un ingreso por el importe de dicho exceso.

Opciones de primera aplicación

El Grupo ha decidido que optará por llevar a cabo una aplicación retrospectiva simplificada de la norma, en virtud de la cual, el impacto de la primera aplicación será registrado en el epígrafe “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*” sin re-expresión de los periodos comparativos. Dentro de esta opción, el Grupo ha calculado el pasivo por arrendamiento como el valor actual de las cuotas pendientes de los contratos vigentes en la fecha de primera aplicación y ha calculado retrospectivamente el valor del activo por derecho de uso, únicamente para aquellos contratos de mayor relevancia cuantitativa, habiendo considerado para el resto de los contratos el valor del pasivo por arrendamiento como valor inicial del activo por derecho de uso correspondiente.

También hará uso de las opciones contempladas en la norma para los arrendatarios, que permiten no reconocer en el balance el pasivo por arrendamiento y el activo por derecho de uso correspondiente a contratos de arrendamiento de activos de bajo valor (importe equivalente en euros a 5.000 USD) y arrendamientos a corto plazo (arrendamientos por un periodo igual o inferior a un año).

En aquellos contratos que contienen componentes de arrendamiento y otro tipo de componentes, fundamentalmente con naturaleza de servicios, el Grupo Repsol procederá a la separación de ambos componentes, registrando de acuerdo a la NIIF 16 únicamente el componente de arrendamiento y el otro componente como un contrato de ejecución, atendiendo al criterio de devengo del gasto objeto del contrato.

Se ha llevado a cabo una revisión específica del inventario de contratos de arrendamiento clasificados como arrendamientos operativos de acuerdo a la norma anterior, así como de determinados contratos de servicios susceptibles de ser calificados como arrendamiento de acuerdo a la nueva norma no habiendo surgido ninguna diferencia significativa como resultado de dicho análisis.

En lo relativo a la tasa de descuento utilizada para estos cálculos, el Grupo ha utilizado con carácter general la tasa incremental de deuda del arrendatario en la fecha de primera aplicación, la cual ha sido determinada tomando en consideración entre otros factores, el plazo del contrato, el entorno económico del país y la moneda en que el mismo está denominado y, cuando es relevante, las características del activo subyacente.

Por último y en relación a la contabilización de los arrendamientos en operaciones conjuntas (*Joint Operations*), muy habituales para el desarrollo de negocios de exploración y producción de hidrocarburos, el Grupo ha llevado a cabo un análisis específico de todas sus obligaciones contractuales y registrará en balance todos aquellos contratos para los cuales tiene una obligación contractual con el arrendador, es decir, todos aquellos contratos que: (i) haya suscrito íntegramente como socio operador en nombre propio; (ii) haya suscrito de forma conjunta con el resto de socios en un acuerdo conjunto, de acuerdo a su porcentaje de participación en el acuerdo; y (iii) aquellos que haya suscrito el socio operador en nombre del consorcio o del resto de socios del acuerdo conjunto, conforme a los términos y porcentaje de participación de cada socio en el acuerdo. En lo relativo a los contratos firmados en nombre propio por un tercero en la posición de socio operador en un acuerdo conjunto, el Grupo registrará por su porcentaje de participación en el acuerdo aquellos contratos para los que determine que existe un subarrendamiento, considerando en esta evaluación, tanto la obligación de reembolso al socio operador de los costes del contrato de arrendamiento principal, como el control del derecho de uso del activo identificado por parte del Grupo.

1. La tasa media de descuento aplicada a los pasivos por arrendamiento operativo reconocidos a la fecha de primera aplicación de la NIIF 16 ha sido del 3%.

Impactos de primera aplicación

La primera aplicación de NIIF16 supondrá un impacto estimado de -83 millones de euros después de impuestos que se registrará en el epígrafe “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*”:

	31/12/2018	AJUSTE NIIF 16 ⁽²⁾	01/01/2019
Activos por derechos de uso de los activos ⁽¹⁾	768	1.169	1.937
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	7.194	(48)	7.146
Cuentas a cobrar	-	29	29
Otros pasivos no corrientes y otros acreedores ⁽²⁾⁽³⁾	(1.624)	(1.367)	(2.991)
Provisiones no corrientes	(4.738)	122	(4.616)
Efecto en activos y pasivos netos		(95)	
Activos por impuesto diferido		12	
Efecto en Patrimonio Neto		(83)	

(1) En 2018 están registrados en los epígrafes de inmovilizado por importe de 768 millones de euros correspondientes a contratos de arrendamiento financiero anteriores a la primera aplicación de NIIF 16 y que a partir del 1 de enero de 2019 se registrarán en el epígrafe “Activos por derechos de uso (ver Nota 15).”

(2) Básicamente corresponde a arrendamientos de oficinas, estaciones de servicio e instalaciones, buques de transporte y a plataformas de operación en Upstream. Igualmente se cancelará contra el activo correspondiente la provisión de onerosidad asociada a determinados contratos de arrendamiento operativo.

(3) Incluye el pasivo por arrendamiento financiero de acuerdo a la norma contable anterior.

Si bien el Grupo no espera cambios significativos en estas estimaciones, estas cifras pudieran variar como consecuencia del proceso de revisión en curso a la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales.

A continuación se incluye la conciliación entre los compromisos de arrendamiento operativo a 31 de diciembre y los pasivos reconocidos el 1 de enero de 2019 en aplicación de la NIIF 16:

Normas y modificaciones de normas	Millones de euros
Compromisos por arrendamiento operativo a 31 de diciembre (ver Nota 19.8)	1.599
Descuento financiero de los pagos futuros	(209)
Arrendamientos a corto plazo y de bajo valor	(23)
Pasivo por arrendamiento operativo reconocido a 1 de enero	1.367

Otros impactos

Como consecuencia del nuevo tratamiento contable de los arrendamientos según NIIF 16, el rendimiento neto del Grupo no se verá afectado (o el impacto será inmaterial). No obstante, otras magnitudes financieras sí se verán afectadas y, por ejemplo, el resultado de explotación se verá aumentado (menores gastos de explotación) y el resultado financiero disminuido (mayores gastos financieros). La variación neta de caja tampoco se verá alterada por la aplicación de NIIF 16, pero sí su clasificación: el flujo de caja de las actividades de explotación aumentará y el de las actividades de financiación disminuirá, en la misma medida.

En relación a las Medidas Alternativas de Rendimiento que utiliza el Grupo, la aplicación de la nueva NIIF 16 también tendrá impactos. Así, por ejemplo, el EBITDA (“*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*”) y el flujo de caja de las operaciones se verán aumentados. Por lo que se refiere a la Deuda Neta, en su cómputo a 31 de diciembre de 2018 no se incluyen los pasivos por arrendamientos (registrados en los epígrafes “*Otros pasivos no corrientes*” y “*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*” del balance de situación).

Políticas contables específicas de la actividad

Operaciones de exploración y producción de hidrocarburos:

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

- i. Los costes de adquisición de permisos de exploración y los costes de geología y geofísica (G&G) incurridos durante la fase exploratoria son capitalizados en el epígrafe "*Permisos de exploración*" del inmovilizado intangible. Durante la fase de exploración y evaluación no se amortizan, siendo evaluada la existencia de 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. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, si no se encuentran reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- ii. Los costes de adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas, no probadas y recursos (incluyendo bonos, costes asociados a recursos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*" del inmovilizado material.
- iii. Los costes de perforación de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe "*Inversiones en exploración*" del inmovilizado material, 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 pérdidas y ganancias. 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 se requieren inversiones adicionales previas al inicio de la producción, permanecen capitalizados mientras se cumplan las siguientes condiciones: i) la cantidad de reservas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y; ii) se ha realizado un progreso suficiente en la evaluación de reservas y de la viabilidad operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumpliera, se deteriorarían y serían registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
 - En todas las demás circunstancias, si no existe el compromiso para la realización de actividades significativas de evaluación de las reservas o de desarrollo del proyecto en un periodo razonable de tiempo después de finalizar la perforación del pozo, o bien cuando se hayan suspendido las actividades, deben ser registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
 - Los costes de perforación de sondeos exploratorios que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*" del inmovilizado material por su valor neto contable.
- iv. Los costes de exploración distintos de los costes de G&G ("*Permisos de exploración y costes de geología y geofísica*"), excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración y los bonos exploratorios, se registran como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias cuando se incurre en ellos.

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

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método (ver Nota 3):

- i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y probables 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 ejercicio y las reservas probadas y probables.
- ii. Los costes incurridos en sondeos para el desarrollo 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 el total de las reservas probadas más probables desarrolladas del campo.
- iii. Las inversiones realizadas en campos que se encuentran en fase de desarrollo o exploración 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.

Derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S) y otros derechos:

Corresponde fundamentalmente a los costes de contratos asociados a derechos para la vinculación de estaciones de servicio, costes incrementales de obtención de contratos con clientes mediante abanderamiento e imagen y de suministro en exclusiva a estaciones de servicio presentados en el inmovilizado intangible. Se amortizan linealmente en el plazo de cada contrato (en un periodo entre 25 y 30 años para los primeros y en 1 año prorrogable a un máximo de 3 años a voluntad de la contraparte para el resto).

Intercambios de productos petrolíferos:

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

Derechos de emisión de CO₂:

Los derechos de emisión se registran como un activo intangible y se valoran cuando son adquiridos en el mercado inicialmente por su precio de adquisición, mientras que los de título gratuito al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, contra un ingreso diferido en concepto de subvención (ver Nota 31).

3. Estimaciones y juicios contables

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

Los principios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas de crudo y de gas natural; (ii) cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 11, 12, 13 y 20); (iii) combinaciones de negocios (ver Nota 4), (iv) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 13 y 20); (v) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 14); (vi) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 23); y (vii) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver Nota 9).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas^{1,2}, y recursos de crudo y gas es un proceso clave para la toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la amortización, utilizando el ratio de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos del segmento *Upstream* (ver “*Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos*” en esta Nota). Modificaciones en los volúmenes de reservas y recursos podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Para la estimación de reservas probadas y no probadas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema “*SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System*”, referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers).

En 2018 se ha llevado a cabo un cambio de estimación contable de forma prospectiva en relación con la amortización de determinados activos vinculados a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos. Desde 1 de enero de 2018 el criterio de unidad de producción (ver apartado anterior) se aplica considerando la totalidad de las cantidades de reservas que se espera producir con las inversiones realizadas (reservas probadas más probables o reservas probadas más probables desarrolladas). Repsol considera que el nuevo ratio de amortización ofrece un mejor reflejo del patrón de consumo de los beneficios económicos de esta clase de activos y ha sido aplicado desde 1 de enero, una vez se ha dispuesto de la información de reservas necesaria y se han completado los análisis correspondientes del comportamiento de los activos. El efecto positivo estimado de este cambio en el resultado correspondiente al ejercicio 2018 asciende a 336 millones de euros³.

Cálculo del valor recuperable de los activos

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existen indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y al menos una vez al año (“*test de deterioro*”). Si el importe recuperable de un activo es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en la cuenta de pérdidas y ganancias.

1. A continuación, se detalla la definición de reservas y recursos:

Reservas probadas: Las reservas probadas (escenario 1P) son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, con la información disponible a la fecha, se estima que podrán ser recuperadas con certeza razonable. Debería haber por lo menos una probabilidad del 90% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 1P.

Reservas probables: Las reservas probables son aquellas reservas adicionales, que sumadas a las reservas probadas conforman el escenario 2P. Debería haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P. Este escenario refleja la mejor estimación de las reservas.

Recursos contingentes: Aquellas cantidades de petróleo que se estima, a una fecha determinada, que pueden ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas por aplicación de proyectos de desarrollo, pero que actualmente no se consideran comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.

Repsol aplica “*SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System*”, donde se puede consultar estas definiciones.

2. Los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas independientes de ingeniería (como mínimo 95% de las reservas son auditadas externamente en un ciclo de tres años).

3. El impacto futuro (distribución temporal de las amortizaciones) dependerá de la producción y de la variación en la estimación de las reservas.

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

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

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

Para el “*test de deterioro*”, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) cuando dichos activos, individualmente considerados, no generan flujos de efectivo independientes de los generados por los otros activos de la UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio y de las áreas geográficas en las que opera la Compañía. En este sentido, en el segmento *Upstream*, cada UGE se corresponde con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas “*bloques*”; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí, dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso del *Downstream*, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Negocios comerciales –Marketing, GLP, Lubricantes, Asfaltos y Especialidades– y generación y comercialización eléctrica) y áreas geográficas. En relación con el Gas Trading Norteamérica se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica.

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

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso.

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

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE, que se realizan empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado:

- Las variables macroeconómicas utilizadas son las establecidas en el presupuesto anual y en el plan estratégico, que definen un marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad y que contempla variables tales como inflación, el PIB, el tipo de cambio, etc. El marco macroeconómico mencionado se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).
- Las sendas de precios del petróleo y del gas natural del Grupo (ver Nota 20.1) se elaboran a partir de la información macroeconómica, financiera, de mercado y de las previsiones disponibles de analistas. Para su cálculo se analizan las variables claves del mercado y de su previsible evolución, con previsiones propias del balance oferta-demanda de energía y de precios. La visión a más largo plazo está también explicada por el seguimiento de otras variables como: el declino; los CAPEX reales; la sostenibilidad financiera de las empresas del sector a determinados entornos de precios, y la dinámica en los países OPEP en cuanto a sostenibilidad fiscal. Con todos estos elementos se realizan modelos econométricos propios de precios, que se comparan con previsiones externas, tanto públicas como privadas.

- i. Para la elaboración de las sendas a corto plazo (2-3 años) se tienen en cuenta básicamente los informes de previsión realizados por una selección de bancos de inversión, macro consultoras y agencias internacionales de referencia¹.
- ii. Respecto al largo plazo, las fuentes que presentan un análisis suficientemente detallado de sus previsiones son las macro consultoras y agencias de referencia (IEA y EIA). Estas últimas además realizan estudios pormenorizados de oferta, demanda y previsiones de precios bajo distintos escenarios.

Esta senda es coherente con el presupuesto anual y los planes de negocio actualizados.

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

- Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI (West Texas Intermediate) y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado.
- Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas, no probadas y los recursos (véase “Reservas de crudo y gas” en apartado anterior²).
- Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos aplicando un factor de escalación para gastos operativos e inversiones fundamentalmente del 2%.

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

- En el negocio de Refino y por el efecto de las ampliaciones y mejoras llevadas a cabo en las refinerías, se realizan proyecciones a largo plazo (en concreto a más de 20 años)². A los efectos del cálculo de los valores residuales, se consideran únicamente las inversiones de mantenimiento y en su caso las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de la UGE.
- Los flujos de caja en los negocios de Gas & Trading Norteamérica han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:
 - i. Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales utilizadas son: Brent, HH, Algonquin, JKM (*Japan Korea Marker*) y NBP (*National Balancing Point*), ajustándose de acuerdo con referencias del mercado correspondiente en caso de que los precios no reflejen las circunstancias del mismo. La senda de precios utilizada es consistente con la utilizada en el presupuesto anual y en el plan estratégico.
 - ii. Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL. Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio y a la actividad prevista, todo ello conforme al presupuesto anual y al plan estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos como la estimación de precios del punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

1. Las macro consultoras utilizadas son Platts Analytics (antes PIRA), IHS y Wood Mckenzie. Las agencias de referencia son la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) y la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés)

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

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

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

Por todo lo indicado anteriormente, modificaciones en las hipótesis clave utilizadas en el cálculo del valor recuperable de los activos pueden tener un efecto significativo sobre los resultados del Grupo (ver Nota 20.2).

Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios del Grupo son registradas de acuerdo al método de adquisición (ver Nota 4) y requieren de juicios y estimaciones en la asignación de valores razonables a los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la operación, así como en la asignación del precio de compra a dichos valores razonables. En este sentido destacamos el proceso de valoración de los activos y pasivos de Riesgo, cuya asignación de valor a activos y pasivos ha requerido por parte de la Dirección del Grupo Repsol de juicios y estimaciones significativas (Ver Nota 4).

Provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias

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

Repsol realiza juicios y estimaciones para el registro de provisiones de desmantelamiento asociadas a sus actividades de producción de hidrocarburos. La complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda, el riesgo país y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas fijadas por el Grupo es del 4,9%.

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, para lo que se basa en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación en función de las leyes y regulaciones aplicables, la identificación y evaluación de los efectos causados sobre el medio ambiente, así como las tecnologías de saneamiento.

Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones que las afectan, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Nota 14).

Evaluación de las inversiones en Venezuela

Repsol está presente en Venezuela a través de sus participaciones en empresas mixtas de crudo y licenciatarias de gas. La situación actual de crisis en Venezuela y PDVSA, conlleva un aumento de la incertidumbre en el desarrollo de los negocios. Para evaluar las inversiones en este país, que incluyen tanto la participación en el capital social de las compañías como la financiación otorgada a través de préstamos, es preciso utilizar determinadas hipótesis y asunciones (tales como los planes de desarrollo de los activos, el cumplimiento de los acuerdos firmados y la evolución del entorno) que implican juicios y estimaciones que pueden variar de las previamente realizadas (ver Notas 13 y 20).

Cálculo del impuesto sobre beneficios, los créditos fiscales y los activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y realización de los créditos fiscales y de los activos por impuestos diferidos, así como de la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en la evolución prevista de los negocios de la Compañía o en las normas impositivas o en su interpretación, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los saldos de impuestos de la Compañía (ver Nota 23).

Principales adquisiciones y desinversiones

4. Principales adquisiciones y desinversiones

Políticas contables: Combinaciones de negocios

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

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

4.1. Adquisición de los negocios de Viesgo

En el marco del Plan Estratégico el 2 de noviembre de 2018 se han adquirido los negocios no regulados de generación de electricidad de bajas emisiones de Viesgo, así como sus comercializadoras regulada y no regulada de gas y electricidad.

En la actividad de generación eléctrica, la compra se traduce en la adquisición de centrales hidroeléctricas en el norte de España y dos centrales de ciclo combinado de gas en Algeciras (Cádiz) y Escatrón (Zaragoza), quedando excluidas de la transacción las centrales de carbón operativas de Viesgo. En la comercialización minorista regulada y no regulada de gas y electricidad, la operación implica la adquisición de una cartera de cerca de 750.000 clientes que se reparte por toda la geografía española, principalmente en Cantabria, Galicia, Andalucía, Asturias, Castilla y León y Comunidad de Madrid.

El precio de adquisición asciende a 732 millones de euros.

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

El valor razonable de los activos de generación eléctrica (Inmovilizado material) se ha calculado siguiendo un enfoque de ingresos (“*Income approach*”, descuento de flujos de caja considerando variables no observables en el mercado¹). Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones de flujos de caja de los activos son: i) precios de la electricidad², ii) costes operativos y iii) tasas de descuento³. Para la valoración de la cartera de los clientes (Inmovilizado intangible) se ha seguido igualmente un enfoque de ingresos, teniendo en cuenta la rentabilidad y el número de años estimado de relación con los mismos.

Se asigna al fondo de comercio (49 millones de euros) la diferencia entre el precio de adquisición de los negocios adquiridos y el valor razonable de los activos y pasivos que se registran, incluyendo los impuestos diferidos que surgen por las diferencias entre el nuevo valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal. El valor del fondo de comercio se justifica tanto por la propia valoración de los negocios adquiridos como por las sinergias que se espera materializar tras la adquisición, como consecuencia de la integración de los negocios de generación y comercialización en el Grupo Repsol.

Repsol ha obtenido un informe de valoración independiente para la revisión de la asignación del precio de adquisición de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos en función de su valor razonable. Las conclusiones de este informe han sido consideradas en la valoración y no difieren significativamente de las utilizadas por Repsol.

La contabilización de esta combinación de negocios, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición, sería revisada si se dieran las circunstancias previstas en la NIIF 3 “Combinaciones de negocios”⁴.

El detalle de los activos netos adquiridos a 2 de noviembre de 2018 y el fondo de comercio generado tras esta adquisición es el siguiente:

Millones de euros		
	Valor razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Inmovilizado intangible	133	60
Inmovilizado material	354	391
Activos por impuesto diferido	247	247
Otros activos no corrientes	20	20
Otros activos corrientes	137	137
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	22	22
Total activos	913	877
Provisiones corrientes y no corrientes	(59)	(61)
Pasivos por impuesto diferido	(9)	-
Otros pasivos corrientes	(162)	(162)
Total pasivos	(230)	(223)
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	683	654
PRECIO DE ADQUISICIÓN	732	
FONDO DE COMERCIO	49	

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

2. Senda de precios del pool eléctrico: 2018: 56 €/Mw/h, 2019: 56 €/Mw/h, 2020: 55 €/Mw/h, 2021: 56 €/Mw/h, 2022: 55 €/Mw/h, 2023: 55 €/Mw/h, 2024: 55 €/Mw/h, 2025: 54 €/Mw/h

3. Tasa de descuento utilizada después de impuestos ha sido del 6,5%.

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

En el periodo y desde la fecha de adquisición, los negocios adquiridos han generado unos ingresos de explotación de 274 millones de euros, con un resultado neto de -31 millones de euros que obedece principalmente a la valoración a mercado de derivados contratados en el ejercicio. Los gastos por la transacción incurridos en el periodo ascienden a 4 millones de euros, que se registran en el epígrafe “*Otros gastos de explotación*”.

4.2. Venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A.

El 18 de mayo de 2018, Repsol, S.A. ha completado la venta su participación en Naturgy Energy Group, S.A. (200.858.658 acciones representativas de un 20,072% del capital social) por un precio total de 3.816.314.502 euros, equivalente a 19 euros por acción, todo ello con arreglo a lo establecido en el contrato de compraventa suscrito con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. el 22 de febrero de 2018.

La plusvalía generada por la venta ha ascendido 344 millones de euros neto de impuestos reconocidas en el epígrafe “*Resultado de operaciones interrumpidas*” de la cuenta de pérdidas y ganancias (ver Nota 24) que adicionalmente incluye los resultados generados por dicha participación hasta el 22 de febrero de 2018, por importe de 68 millones de euros. Los resultados derivados de la participación en Naturgy en 2017, 274 millones de euros, que se registraron en el epígrafe “*Resultados de inversiones contabilizadas por el método de participación*” se han clasificado en el nuevo epígrafe y por tanto se ha re-expresado a efectos comparativos la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2017 (ver Nota 1.4).

Información por segmento

5. Información por segmentos de negocio¹

5.1. Definición de los segmentos y modelo de presentación de los resultados por segmentos

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

La 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 (Comité Ejecutivo) 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.

A 31 de diciembre de 2018, los segmentos de operación del Grupo son:

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

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 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.

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los de negocios conjuntos² y otras sociedades gestionadas operativamente como tales³, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

Por otra parte, el Grupo, atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el denominado Resultado neto ajustado, que se corresponde con el Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición (*“Current Cost of Supply”* o CCS) y neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos (*“Resultados específicos”*). El Resultado financiero se asigna al Resultado neto ajustado de *Corporación y otros*.

1. Algunas de las magnitudes presentadas a lo largo de esta Nota tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR), de acuerdo a las Directrices del ESMA (Para más información, véase el Anexo I del Informe de Gestión Consolidado o www.repsol.com). Todas las magnitudes presentadas a lo largo de esta Nota se concilian con los estados financieros NIIF-UE en el Anexo II.

2. Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo. Véase la Nota 13 y el Anexo I donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

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

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 el Grupo para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea.

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

Tras el acuerdo alcanzado el 22 de febrero de 2018 para la venta de la participación del 20,072% en Naturgy Energy Group, S.A. (ver Nota 4.2), sus resultados se han clasificado como *“Operaciones interrumpidas”* dentro de los *Resultados específicos* (anteriormente en *“Corporación y otros”*), re-expresándose las magnitudes comparativas respecto a los publicadas en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2017.

Durante el periodo, se ha modificado la forma en que se presentan los resultados derivados de la variación del tipo de cambio sobre posiciones fiscales en divisa distinta de la moneda funcional, que pasan a reflejarse dentro de los Resultados específicos para facilitar el seguimiento de los resultados de los negocios y alinearnos con las mejores prácticas del sector. Las magnitudes comparativas del ejercicio 2017 no se han re-expresado, dada su inmaterialidad.

5.2. Resultados del periodo por segmentos

Millones de euros

SEGMENTOS	2018	2017 ⁽¹⁾
Upstream	1.325	632
Downstream	1.583	1.877
Corporación y otros	(556)	(378)
RESULTADO NETO AJUSTADO	2.352	2.131
Efecto patrimonial	(68)	104
Resultados específicos	57	(114)
RESULTADO NETO	2.341	2.121

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017 (ver Nota 2 *“Bases de presentación”*) en relación a la venta de la participación en Naturgy.

Para la descripción de los resultados por segmento del ejercicio 2018 véase el apartado 4 del Informe de Gestión consolidado en www.repsol.com.

5.3. Información por áreas geográficas y segmentos

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2018 y 2017, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, son los siguientes:

Millones de euros

	Resultado de las operaciones		Resultado neto ajustado		Inversiones netas de explotación ⁽¹⁾		Activos no corrientes ⁽²⁾		Capital empleado ⁽³⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	2.514	1.009	1.325	632	1.973	2.089	25.514	25.636	21.515	21.612
Europa, África y Brasil	1.614	726	768	355	442	437	4.319	4.182	-	-
Latinoamérica-Caribe	726	594	501	386	314	477	4.813	4.940	-	-
Norteamérica	273	(58)	212	(43)	659	564	8.584	8.555	-	-
Asia y Rusia	465	251	264	161	166	213	2.537	2.750	-	-
Exploración y otros	(564)	(504)	(420)	(227)	392	398	5.261	5.209	-	-
Downstream	2.143	2.467	1.583	1.877	1.831	805	11.118	10.312	11.338	9.749
Europa	2.039	2.420	1.500	1.852	1.578	632	9.500	8.933	-	-
Resto del Mundo	104	47	83	25	253	173	1.618	1.379	-	-
Corporación y otros	(261)	(262)	(556)	(378)	70	42	733	3.968	1.500	1.745
TOTAL	4.396	3.214	2.352	2.131	3.874	2.936	37.365	39.916	34.353	33.106

(1) Incluye las inversiones devengadas en el periodo, pero no incluye inversiones en "Otros activos financieros".

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

(3) Incluye el capital empleado de las operaciones continuadas.

Para más información por segmentos y las conciliaciones de estas magnitudes con los Estados Financieros NIIF-UE véase Anexo II.

Estructura de capital y recursos financieros

6. Estructura del capital

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

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta el ratio de apalancamiento, definida como relación entre la deuda neta¹ y el capital empleado² (ambas magnitudes calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo descrito en la Nota 5). La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. El cálculo de los citados ratios, a partir de los epígrafes del balance de situación a 31 de diciembre de 2018 y 2017, se desglosa a continuación:

Millones de euros

	2018	2017
Patrimonio neto	30.914	30.063
Pasivos financieros no corrientes	9.392	10.080
Pasivos financieros corrientes	4.289	4.206
Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	(974)	(1.920)
Otros activos financieros corrientes	(1.711)	(257)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(4.786)	(4.601)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver Nota 9)	(48)	(70)
Deuda neta de negocios conjuntos	(2.723)	(1.171)
Deuda neta^{(2) (3)}	3.439	6.267
Capital empleado⁽²⁾	34.353	36.330
Ratio de Apalancamiento	10,0%	17,3%

(1) Corresponde al epígrafe "Activos financieros no corrientes" del balance de situación sin considerar los instrumentos de patrimonio.

(2) Medidas Alternativas de Rendimiento. Para más información véase el Anexo I del Informe de Gestión consolidado.

(3) No incluye 1.624 y 1.541 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes en 2018 y 2017, respectivamente (ver Nota 15).

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

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

7. Patrimonio neto

Millones de euros

	2018	2017
Fondos propios:	30.468	30.197
Capital social	1.559	1.556
Prima de Emisión y Reservas:	25.894	25.541
Prima de Emisión	6.428	6.428
Reserva legal ⁽¹⁾	299	299
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽²⁾	19.342	18.967
Dividendo y remuneraciones a cuenta	(175)	(153)
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(350)	(45)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	2.341	2.121
Otros instrumentos de patrimonio	1.024	1.024
Otro resultado global acumulado	160	(404)
Intereses minoritarios	286	270
TOTAL PATRIMONIO NETO	30.914	30.063

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

(2) "Otras reservas" incluye, en 2018, el impacto de las normas contables de primera aplicación (ver Nota 2.2.2).

7.1. Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2018 y 2017 estaba representado por 1.527.396.053 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires¹. La Compañía dispone de un programa de ADS (*American Depositary Share*) en Estados Unidos, los cuales cotizan en el mercado OTCQX.

Tras la operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2019, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.558.877.582 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital fue inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2018.

El 11 de mayo de 2018, la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para implementar el sistema de retribución al accionista denominado "*Repsol Dividendo Flexible*", en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2017 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2018, 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.

1. El 28 de enero de 2019 se ha hecho efectiva la exclusión de cotización de la acción de Repsol, S.A. en Argentina.

La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberada ha tenido lugar entre los meses de junio y julio de 2018 y la segunda en diciembre de 2018 y enero de 2019. A continuación, se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2018	Dic. 2018 / Enero 2019
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra ⁽¹⁾	13,26% derechos	27,86% derechos
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio garantizado	29 de junio	31 de diciembre
	Precio fijo garantizado por derecho	0,485€ brutos / derecho	0,411 € brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	100 millones de €	175 millones de €
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES DE REPSOL	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	86,74% derechos	72,14% derechos
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	34	35
	Nuevas acciones emitidas	39.708.771	31.481.529
	Incremento capital social aproximado	2,55%	2,06%
	Cierre ampliación de capital	10 de julio	11 de enero

(1) Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos. En el balance de situación a 31 de diciembre de 2018 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe "*Dividendo y remuneraciones al accionista*" así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado el compromiso irrevocable de compra en la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2019, correspondientes a la venta de derechos a Repsol por importe de 175 millones de euros.

El 14 de noviembre de 2018 se ejecutó una reducción de capital mediante la amortización de 68.777.683 acciones propias, de un euro de valor nominal cada una de ellas, aprobada por la Junta General de Accionistas de Repsol celebrada el 11 de mayo de 2018. La reducción de capital tiene por finalidad compensar el efecto dilutivo de las ampliaciones de capital liberadas que se han formalizado en el ejercicio 2018. La reducción de capital se ha realizado con cargo a reservas libres, mediante la dotación de una reserva por capital amortizado por un importe igual al valor nominal de las acciones amortizadas. Estas acciones se han excluido de negociación en las Bolsas de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia.

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

Accionistas significativos	% total sobre el capital social
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	7,87
BlackRock, Inc. ⁽²⁾	4,63
CaixaBank, S.A. ⁽³⁾	3,58

(1) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Securities, S.A., Sacyr Investments S.A. y Sacyr Investments II, S.A.

(2) BlackRock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas. La información relativa a BlackRock, Inc. se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 2 de agosto de 2018 sobre la cifra de capital social de 1.596.173.736 acciones.

(3) El 20 de septiembre de 2018, CaixaBank, S.A. ha comunicado el acuerdo adoptado por su Consejo de Administración de vender su participación accionarial en Repsol, S.A.

A 31 de diciembre de 2018 las siguientes participadas del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.527.396.053	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	14,08	15,48	euros
			Buenos Aires ⁽²⁾	615,00	666,29	pesos
			OTCQX ⁽³⁾	16,03	17,66	dólares
Refinería La Pampilla, S.A.	3.534.890.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,126	0,134	soles

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

(2) El 28 de enero de 2019 se ha hecho efectiva la exclusión de cotización de la acción de Repsol, S.A. en Argentina.

(3) Los ADSs de Repsol cotizan en el mercado OTCQX desde el 9 de marzo de 2011, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos.

7.2. Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias¹ efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

	2018			2017		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	3.028.924	45	0,19%	94.185	1	0,01%
Compras mercado ⁽¹⁾	149.753.457	2.343	9,61%	23.630.054	339	1,52%
Ventas mercado ⁽¹⁾	(60.081.841)	(913)	3,85%	(20.716.006)	(295)	1,33%
Reducción de capital ⁽²⁾	(68.777.683)	(1.125)	4,41%	-	-	0,00%
Repsol Dividendo Flexible ⁽³⁾	234.697	-	0,00%	20.691	-	0,00%
Saldo al cierre del ejercicio⁽⁴⁾	24.157.554	350	1,55%	3.028.924	45	0,19%

(1) En 2018 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo del Programa de Recompra de acciones propias para su amortización (ver apartado anterior) iniciado el 4 de septiembre y finalizado el 8 de noviembre y por el que se han adquirido 62.705.079 acciones. También en 2018 y 2017 "Compras mercado" y "Ventas Mercado" incluyen las acciones adquiridas y entregadas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y de los Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual (en 2018 se han entregado 567.754 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes (ver Nota 29.4), así como otras transacciones en el marco de la operativa discrecional de autocartera descrita en el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del mercado de valores.

(2) Incluye 6.072.604 acciones en autocartera adquiridas antes del 4 de abril de 2018 (fecha de convocatoria de la Junta General de Accionistas 2018).

(3) Acciones nuevas recibidas en las ampliaciones de capital liberadas realizadas en el marco del Programa "Repsol Dividendo Flexible" correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

(4) El saldo a 31 de diciembre de 2018 incluye derivados sobre un notional total de 24 millones de acciones contratados por Repsol S.A. con entidades financieras, por los que se transfieren al Grupo el riesgo económico y los derechos económicos inherentes al subyacente.

1. La Junta General Ordinaria de Accionistas, en sus reuniones celebradas el 28 de marzo de 2014 y el 11 de mayo de 2018, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa. La autorización vigente (conferida por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 11 de mayo de 2018) se otorgó por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014.

7.3. Dividendos y retribución al accionista

Durante 2018 y 2017 los accionistas han sido retribuidos mediante la implementación del programa "Repsol Dividendo Flexible", cuyas principales características se describen en el apartado 1 "Capital Social" de esta Nota y cuyos importes se recogen en la siguiente tabla:

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Diciembre 2016/Enero 2017	296.735.539	0,335	99	30.760.751	392
Junio/Julio 2017	442.703.938	0,426	189	30.991.202	449
Diciembre 2017/Enero 2018	393.708.447	0,388	153	29.068.912	440
Junio/Julio 2018	206.366.731	0,485	100	39.708.771	655

Adicionalmente, en enero de 2019 en el marco del programa "Repsol dividendo flexible" y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2018, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 175 millones de euros (0,411 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 31.481.529 acciones, por un importe equivalente de 453 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad dominante.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa "Repsol Dividendo Flexible", mediante la implementación de una ampliación de capital liberada, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario y la correspondiente reducción de capital mediante la amortización de acciones propias para compensar el efecto dilutivo de dichas ampliaciones de capital.

7.4. Otros instrumentos de patrimonio

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

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

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

Este bono se registró en el epígrafe "Otros instrumentos de patrimonio", incluido dentro del patrimonio neto del balance de situación, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero¹. El gasto financiero neto de impuestos por el cupón del bono subordinado se ha registrado en el epígrafe "Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas" por importe de 29 millones de euros.

1. Este bono no incluye una obligación contractual de entrega en efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros.

7.5. Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2018 y 2017 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

Millones de euros	2018	2017
Petronor, S.A.	173	153
Refinería La Pampilla, S.A.	66	72
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	32	32
Otras compañías	15	13
TOTAL	286	270

8. Instrumentos financieros

8.1. Activos financieros

A continuación, se desglosan los activos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance consolidado:

Millones de euros	2018	2017
Activos financieros no corrientes	1.103	2.038
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	33	2
Otros activos financieros corrientes	1.711	257
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	241	60
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.786	4.601
TOTAL	7.874	6.958

(1) Registrados en el epígrafe "Otros activos no corrientes" del balance de situación.

(2) Registrados en "Otros deudores" del epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance de situación.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2018 y 2017, clasificados por clases de activos es el siguiente:

Millones de euros

	31 de diciembre de 2018 y 2017							
	A Valor Razonable con cambios en resultados		A VR con cambios en otro resultado global		A coste amortizado ⁽³⁾		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Instrumentos de Patrimonio ⁽²⁾	24	-	105	-	-	-	129	118
Derivados ⁽⁴⁾	33	2	-	-	-	-	33	2
Préstamos	-	-	-	-	921	1.868	921	1.868
Otros	53	52	-	-	-	-	53	52
No corriente	110	54	105	118	921	1.868	1.136	2.040
Derivados ⁽⁴⁾	308	77	10	-	-	-	318	77
Préstamos	-	-	-	-	174	4	174	4
Depósitos a plazo	-	-	-	-	1.455	231	1.455	231
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	9	9	-	-	4.777	4.592	4.786	4.601
Otros	3	1	-	-	2	4	5	5
Corrientes	320	87	10	-	6.408	4.831	6.738	4.918
TOTAL⁽¹⁾	430	141	115	118	7.329	6.699	7.874	6.958

(1) En el epígrafe "Otros activos no corrientes" y en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance se incluyen, en 2018, 668 millones de euros a largo plazo y 5.864 a corto plazo, y en 2017, 470 millones de euros a largo plazo y 5.161 millones a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en la tabla anterior netas de sus correspondientes provisiones por deterioro.

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

(3) Las partidas que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo.

(4) Incluye derivados de cobertura corrientes por importe de 10 millones de euros (ver Nota 9).

Préstamos

En 2018 y 2017, dentro de "Préstamos" corrientes y no corrientes figuran préstamos concedidos a sociedades del Grupo, fundamentalmente transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación que no se eliminan en el proceso de consolidación por importe de 1.095 y 1.871 millones de euros. Entre ellos, destaca la financiación a los negocios conjuntos en Venezuela (ver Notas 13 y 22), cuyo saldo en balance a 31 de diciembre de 2018 y 2017 asciende a 518 y 1.296 millones de euros¹, respectivamente.

La rentabilidad media devengada de estos activos financieros asciende a un interés medio de 5,07% y 6,51% en 2018 y 2017, respectivamente, y su vencimiento es el siguiente:

Millones de euros	2018	2017
2019	-	4
2020	195	504
2021	142	181
2022	60	69
Años posteriores	524	1.110
TOTAL	921	1.868

Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

A continuación, se detalla su valor contable a 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Millones de euros	2018	2017
Equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	662	848
Caja y Bancos	4.124	3.753
TOTAL	4.786	4.601

(1) Corresponden fundamentalmente a activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo, en general, inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

8.2. Pasivos financieros

A continuación, se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance consolidado:

Millones de euros	2018	2017
Pasivos financieros no corrientes ⁽¹⁾	9.392	10.080
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽²⁾	18	-
Pasivos financieros corrientes ⁽¹⁾	4.289	4.206
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	250	215
TOTAL	13.949	14.501

(1) La variación obedece a la cancelación de bonos a su vencimiento y a la reclasificación entre ambos epígrafes de los bonos con vencimiento en un plazo no superior a los 12 meses.

(2) Registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" del balance de situación.

(3) Registrados en "Otros acreedores" del epígrafe "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" del balance de situación (ver Nota 18).

1. Incluye en 2018 y 2017, -480 y -214 millones de euros, respectivamente, por el valor negativo de la inversión de Cardón IV (ver Nota 13).

El detalle de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2018							
	A VR con cambios en resultados		A coste amortizado		Total		Valor Razonable	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Bonos y obligaciones	-	-	5.243	6.323	5.243	6.323	5.493	6.812
Préstamos	-	-	2.789	2.625	2.789	2.625	2.789	2.625
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.208	1.013	1.208	1.013	1.161	992
Derivados ⁽³⁾	74	68	-	-	74	68	74	68
Otros pasivos financieros	-	-	96	51	96	51	97	51
No corriente	74	68	9.336	10.012	9.410	10.080	9.614	10.548
Bonos y obligaciones	-	-	2.855	3.406	2.855	3.406	2.862	3.419
Préstamos	-	-	660	233	660	233	660	233
Deudas con entidades de crédito	-	-	704	539	704	539	704	539
Derivados ⁽³⁾	300	243	-	-	300	243	300	243
Otros pasivos financieros	-	-	20	-	20	-	20	-
Corriente	300	243	4.239	4.178	4.539	4.421	4.546	4.434
TOTAL^{(1) (2)}	374	311	13.575	14.190	13.949	14.501	14.160	14.982

(1) A 31 de diciembre de 2018 y 2017, el balance recoge 1.427 y 1.346 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 197 y 195 millones de euros, respectivamente, en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

(2) En relación al riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2018 y 2017 se informa en la Nota 10.

(3) En 2018 incluye derivados de cobertura (ver Nota 9) no corriente y corriente por importe de 56 y 1 millones de euros, respectivamente (68 y 2 millones de euros en 2017, respectivamente).

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

Millones de euros	2018		2017	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Bonos y obligaciones	8.598	2,59%	10.318	2,76%
Deudas con entidades de crédito	2.037	2,99%	1.815	2,72%
Préstamos y otros pasivos financieros	3.016	2,98%	2.939	2,48%
TOTAL	13.651	2,74%	15.072	2,70%

Deudas con entidades de crédito

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

Bonos y obligaciones

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2018¹:

- En enero de 2018, ROGCI ha amortizado anticipadamente un bono de vencimiento en febrero de 2021 y un cupón fijo anual del 3,75% por un total de 251 millones de dólares (ver Nota 21).
- En febrero de 2018 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por Repsol International Finance B.V. (RIF) en septiembre de 2012 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 750 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,375%.
- En julio de 2018 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por RIF en julio de 2016 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 600 millones de euros y un cupón anual referenciado al Euribor a 3 meses más un diferencial de 70 puntos básicos.

Saldo vivo de bonos y obligaciones a 31 de diciembre de 2018:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽⁵⁾
US87425EAE32 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	OCT-97	Dólar	50	7,250%	OCT-27	-
US87425EAH62 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	MAY-05	Dólar	88	5,750%	MAY-35	-
US87425EAJ29 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	ENE-06	Dólar	102	5,850%	FEB-37	-
US87425EAK91 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	NOV-06	Dólar	115	6,250%	FEB-38	-
XS0733696495 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ENE-12	Euro	1.000	4,875%	FEB-19	LuxSE
US87425EAN31 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	MAY-12	Dólar	57	5,500%	MAY-42	-
XS0933604943 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	MAY-13	Euro	1.200	2,625%	MAY-20	LuxSE
XS0975256685 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	OCT-13	Euro	1.000	3,625%	OCT-21	LuxSE
XS1148073205 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	DIC-14	Euro	500	2,250%	DIC-26	LuxSE
XS1207058733 ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	MAR-15	Euro	1.000	4,500% ⁽⁴⁾	MAR-75	LuxSE
XS1334225361 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	DIC-15	Euro	600	2,125%	DIC-20	LuxSE
XS1352121724 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ENE-16	Euro	100	5,375%	ENE-31	LuxSE
XS1451452954 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	JUL-16	Euro	100	0,125%	JUL-19	LuxSE
XS1613140489 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	MAY-17	Euro	500	0,500%	MAY-22	LuxSE

Nota: No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por RIF el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros, que califica como instrumento de patrimonio.

(1) Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN garantizado por Repsol, S.A., renovado en octubre de 2018.

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

(3) Emisiones de Repsol Oil & Gas Canada, Inc., garantizadas por Repsol, S.A.

(4) Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

(5) LuxSE (*Luxembourg Stock Exchange*). No se consideran sistemas multilaterales de negociación u otros centros de negociación o mercados no oficiales OTC (*over-the-counter*).

Adicionalmente, RIF mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 16 de mayo de 2013, garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 2.000 millones de euros. Al amparo de este programa se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el nominal contratado a 31 de diciembre de 2018 de 1.635 millones de euros (1.710 millones de euros a 31 de diciembre de 2017).

1. Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2017: i) en febrero se canceló a su vencimiento un bono emitido por RIF (nominal de 886 millones de euros y cupón fijo anual del 4,75%), ii) en mayo, RIF emitió un bono verde garantizado por Repsol, S.A. (nominal de 500 millones de euros, vencimiento en 2022 y un cupón fijo anual del 0,50%), iii) en Junio ROGCI recompró bonos por un importe de 87 millones de dólares americanos, iv) en septiembre, ROGCI recompró un bono de vencimiento en diciembre 2017 y un cupón fijo anual del 6,625%, por un importe total de 266 millones de libras esterlinas, v) en noviembre, ROGCI recompró un bono de vencimiento en junio 2019 y un cupón fijo anual del 7,75%, por un importe total de 403 millones de dólares.

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

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

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por RIF, con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 5.000 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – “*cross acceleration*” o “*cross-default*” – aplicables al emisor y al garante) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de los términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario (“*Trustee*”) a su sola discreción o a instancia de los tenedores de, al menos, una quinta parte de las obligaciones o con base en una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los tenedores de los bonos emitidos en 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol y si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente la emisión del bono subordinado de 1.000 millones de euros realizada el 25 de marzo de 2015 por RIF con la garantía de Repsol, S.A., no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas condiciones aplican al bono subordinado de 1.000 millones de euros descrito en la Nota 7.4¹.

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

A 31 de diciembre de 2018 y 2017 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

Préstamos

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son los concedidos por sociedades integradas por el método de la participación. A 31 de diciembre de 2018 y 2017 existen préstamos por importe de 3.449 y 2.858 millones de euros, respectivamente, destacando el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 13) a sus accionistas (entre ellos el Grupo Repsol) en el porcentaje de participación en el capital y que a 31 de diciembre de 2018 y 2017 presenta un saldo para el Grupo de 2.788 y 2.624 millones de euros, respectivamente.

1. Este bono no incluye una obligación contractual de entrega en efectivo u otro activo financiero, ni un obligación de intercambio de activos o pasivos financieros.

8.3. Valor razonable

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

Millones de euros								
Activos financieros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3 ⁽¹⁾		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Activos financieros a VR con cambios en resultados	204	68	202	73	24	-	430	141
Activos financieros a VR con cambios en Otro resultado	-	1	10	-	105	-	115	1
TOTAL	204	69	212	73	129	-	545	142

Pasivos financieros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Pasivos financieros a VR con cambios en resultados	223	139	151	172	-	-	374	311
TOTAL	223	139	151	172	-	-	374	311

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

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

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

(1) No incluye 117 millones de euros en 2017 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 financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2 se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los 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 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.

9. Operaciones con derivados y coberturas

9.1. Coberturas contables

A continuación, se detalla los instrumentos designados como cobertura contable¹ a 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Millones de euros														
	Nominales instrumentos de cobertura ⁽¹⁾		Importe en libros del instrumento de cobertura										Cambios en el VR	
			Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total VR			
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fujos de efectivo	407	297	-	-	10	-	(56)	(68)	(1)	(2)	(47)	(70)	23	18
Tipo de interés	298	297	-	-	-	-	(56)	(68)	(1)	(2)	(57)	(70)	13	18
De precio de producto	109	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10	-	10	-
Inversión neta	(2.714)	(2.568)	-	-	-	-	(2.714)	(2.568)	-	-	(2.714)	(2.568)	(126)	354
De tipo de cambio	(2.714)	(2.568)	-	-	-	-	(2.714)	(2.568)	-	-	(2.714)	(2.568)	(126)	354
TOTAL⁽²⁾⁽³⁾	(2.307)	(2.271)	-	-	10	-	(2.770)	(2.636)	(1)	(2)	(2.761)	(2.638)	(103)	372

(1) Instrumentos en dólares americanos convertidos a euros a tipo de cierre del ejercicio.

(2) Los métodos de valoración del valor razonable se describen en la Notas 8.3.

(3) La información relativa a las partidas cubiertas se desglosa a continuación:

Millones de euros		
	Cambios en el VR	
	2018	2017
C. Flujos de efectivo: De tipo de interés	(13)	(21)
C. Flujos de efectivo: De precio de producto	(10)	-
C. Inversión neta: De tipo de cambio	126	(354)

A continuación, se detalla el movimiento de las reservas correspondientes a los instrumentos de cobertura contable a 31 de diciembre de 2018 y 2017 registradas en el epígrafe de "Otro resultado global acumulado" del balance de situación:

Millones de euros				
	2018		2017	
	Cobertura de flujos de efectivo	Coberturas de inversión neta ⁽¹⁾	Cobertura de flujos de efectivo	Coberturas de inversión neta
Saldo inicial a 31 de diciembre	(163)	54	(171)	(212)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro Resultado Global	3	(126)	(5)	354
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	36	-	27	-
Diferencias de conversión	(3)	-	10	-
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	11	-	(21)	-
Efecto impositivo	10	31	(3)	(88)
Saldo final a 31 de diciembre	(106)	(41)	(163)	54

(1) El importe acumulado en diferencias de conversión por coberturas discontinuadas asciende a -77 millones de euros.

1. En las coberturas contables de flujos de efectivo la parte efectiva de los cambios en el valor razonable se recoge en el epígrafe "Operaciones de cobertura" del patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de pérdidas y ganancias. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de pérdidas y ganancias en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de pérdidas y ganancias o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance. Las coberturas de inversión neta se contabilizan de forma similar a las coberturas de flujos de efectivo, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "Diferencias de conversión" en el patrimonio neto hasta que se produzca su enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura, momento en el que se transferirán a la cuenta de pérdidas y ganancias.

Los saldos acumulados por tipología de instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2018 y 2017 son:

Millones de euros

	Reserva cobertura de flujos efectivo y Reservas de conversión	
	2018	2017
Cobertura de flujos de efectivo	(106)	(163)
De tipo de interés	(162)	(188)
De precio de producto	10	-
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	-	(11)
Efecto fiscal	46	36
Cobertura de inversión neta	(41)	54
De tipo de cambio	(80)	46
Efecto fiscal	39	8

El Grupo contrata derivados para cubrir la exposición a la variación de los flujos de efectivo en sus operaciones, entre las que destacan en 2018 y 2017:

- La cobertura de flujos de efectivo en dólares de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport (Canadá), por un notional equivalente de 298 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y valor razonable negativo de 57 millones de euros a 31 de diciembre de 2018.
- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas en 2014 por un notional de 1.500 millones de euros para cubrir las emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015. A través de las mismas, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 1,762 % y recibió Euribor a 6 meses. El valor razonable registrado en patrimonio neto pendiente de registrar en resultados asciende a -73 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2018 (-83 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2017). El impacto reconocido en 2018 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a 13 millones de euros (12 millones de euros en 2017).
- Las coberturas de flujos de efectivo contratadas en 2018 sobre el precio de productos para cubrir la variabilidad de los precios del gas, de vencimiento inferior a un año y un valor razonable positivo de 10 millones de euros.

Adicionalmente el Grupo mantiene instrumentos para cubrir la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero. Destaca los instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento Upstream cuyo notional a 31 de diciembre asciende a 3.108 millones de dólares estadounidenses (2.714 millones de euros).

9.2. Otras operaciones con derivados

El resto de instrumentos derivados se desglosan a continuación:

Millones de euros

Clasificación	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
De tipo de cambio	-	-	77	17	-	-	(49)	(26)	28	(9)
De precio de producto	33	2	231	60	(18)	-	(250)	(215)	(4)	(153)
TOTAL⁽¹⁾	33	2	308	77	(18)	-	(299)	(241)	24	(162)

(1) Incluye en 2018 instrumentos derivados cuya valoración por el componente de tipo de interés asciende a 9 millones de euros.

Repsol tiene contratados una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de cambio y precio de crudo y productos (incluido el CO₂) que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIIF 9. Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio. Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio de producto asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps.

El detalle de estos derivados a 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Millones de euros

Clasificación	Vencimiento valores razonables											
	2018						2017					
	2019	2020	2021	2022	Sig.	Total	2018	2019	2020	2021	Sig.	Total
De tipo de cambio	28	-	-	-	-	28	(9)	-	-	-	-	(9)
De precio de producto	(19)	10	-	1	4	(4)	(155)	2	-	-	-	(153)
Contratos de compra	(454)	1	(1)	-	-	(454)	400	-	(2)	(1)	-	397
Contratos de venta	365	(13)	-	-	2	354	(409)	2	2	1	-	(404)
Opciones	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Forwards	(1)	-	-	-	-	(1)	13	-	-	-	-	13
Swaps	54	6	1	1	2	64	(156)	-	-	-	-	(156)
Otros ⁽¹⁾	17	16	-	-	-	33	(4)	-	-	-	-	(4)
TOTAL	9	10	-	1	4	24	(164)	2	-	-	-	(162)

(1) Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo, o si por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIIF 9.

Durante 2018 y 2017 se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 127 y 16 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe "Variación de valor razonable en instrumentos financieros" del resultado financiero.

En 2018 y 2017, el impacto de la valoración de los de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el "resultado de explotación" ha sido de 134 y -61 millones de euros, respectivamente.

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

	31/12/18		31/12/17	
	Unidades Físicas	Valor Razonable (Millones de euros)	Unidades Físicas	Valor Razonable (Millones de euros)
Contratos de compra		(454)		397
IPE GO (Miles de Toneladas)	355	(12)	-	-
BRENT (Miles de barriles)	41.605	(399)	38.097	260
NYMEX HHO (Miles de galones)	-	-	-	-
RBOB (Miles de galones)	67.788	(16)	150.704	38
WTI (Miles de barriles)	2.625	(19)	7.488	38
NAT GAS (Miles de galones)	67.288.570	(23)	33.457.468	(5)
GO (Miles de toneladas)	1.657	(130)	909	49
HO (Miles de galones)	51.618	(12)	85.093	18
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	33.334	158	-	-
Otros	-	(1)	-	(1)
Contratos de venta		354		(404)
IPE GO (Miles de Toneladas)	883	3	-	-
BRENT (Miles de barriles)	42.815	383	41.569	(247)
NYMEX HHO (Miles de galones)	-	-	-	-
RBOB (Miles de galones)	131.292	21	225.339	(35)
WTI (Miles de barriles)	485	12	6.712	(32)
Physical SoNAt (Miles de galones)	20.000	-	-	-
Physical Tenn 800 Leg (Miles de galones)	12.486.800	-	-	-
Physical Tenn 500 Leg (Miles de galones)	17.506.755	-	53.180.304	-
GO (Miles de toneladas)	2.020	173	1.166	(54)
Physical Dom South (Miles de galones)	182.000	-	7.433.753	-
NAT GAS (Miles de galones)	3.981.586	79	171.513.598	(16)
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	35.829	(326)	-	-
HO (Miles de galones)	28.938	18	105.378	(18)
Otros	-	(9)	-	(2)
Swaps		64		(156)
NAT GAS (Miles de galones)	199.684.794	10	104.600.000	(14)
Electricidad (MWh)	3.460.408	36	3.301	1
Fuel Oil (Miles de Toneladas)	3.543	24	4.355	(73)
Crudo (Miles de barriles)	23.094	5	22.123	(73)
NAFTA (Miles de toneladas)	1.826	2	1.489	(2)
Otros	-	(13)	-	5
Forwards		(1)		13
NAT GAS (Miles de galones)	756.577.500	(2)	478.062.500	13
Otros	-	1	-	-
Opciones		-		1
Otros	-	-	-	1
Otros		33		(4)
TOTAL		(4)		(153)

10. Riesgos financieros

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

10.1. Riesgo de mercado

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

La Compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere. Así, por ejemplo, el riesgo de *commodities* así como el de tipo de cambio y tipo de interés que afecta al resultado financiero, están sujetos a límites máximos de riesgo, medidos en términos de Valor en Riesgo (Value at Risk -VaR-) que han sido definidos por el Comité Ejecutivo de acuerdo a distintos niveles de autorización y se supervisa diariamente por un área independiente a la que realiza la gestión.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los "Otro resultado global"). El análisis de sensibilidad utiliza cambios sobre las variables representativas de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas contemplan tanto escenarios favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre del ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio

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

La exposición al riesgo de tipo de cambio tiene su origen, por un lado, en la existencia de activos e inversiones financieras, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la matriz del Grupo (en este sentido Repsol, habitualmente en relación con decisiones de desinversión o venta de activos, realiza coberturas de activos denominados en moneda extranjera, designadas normalmente como coberturas contables de inversión neta que se articulan a través de instrumentos derivados o de préstamos denominados en las divisas correspondientes, fundamentalmente el dólar americano) y por otro lado, la exposición a riesgo de tipo de cambio alcanza a las sociedades del Grupo cuyos activos, pasivos y flujos monetarios están denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de dichas sociedades, teniendo especial relevancia a estos efectos que: (i) los flujos de efectivo procedentes de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos; y (ii) las operaciones locales realizadas en determinados países en los que opera Repsol están expuestas a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes frente a las divisas en las que se cotizan las materias primas.

Repsol realiza un seguimiento permanente de la exposición de la Compañía a fluctuaciones del tipo de cambio de las monedas en las que tiene actividad significativa y lleva a cabo una gestión activa de las posiciones de riesgo de tipo de cambio que afectan al resultado financiero de la cuenta de pérdidas y ganancias. Para ello, contrata instrumentos financieros derivados que tienen por objeto la cobertura económica a nivel consolidado de aquellas divisas para las que existe un mercado líquido.

Adicionalmente, se realizan coberturas contables de flujos de efectivo, con el objetivo de asegurar el valor económico de los flujos de operaciones de inversión o desinversión, de operaciones corporativas o de la ejecución de proyectos o contratos puntuales cuyos flujos monetarios se distribuyen a lo largo de un periodo de tiempo.

En relación a los derivados de tipo de cambio véase Nota 9.

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

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	(30)
	-5%	33
Efecto en el patrimonio neto	5%	17
	-5%	(19)

b) Riesgo de tipo de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable, pudiendo modificar también el valor razonable de los activos y pasivos financieros con un tipo de interés fijo. Adicionalmente, estas variaciones pueden afectar al valor en libros de activos y pasivos por variación de las tasas de descuento de flujos de caja aplicables, a la rentabilidad de las inversiones y al coste futuro de captación de recursos financieros.

El endeudamiento de Repsol proviene de aquellos instrumentos financieros más competitivos en cada momento, tanto de mercados de capitales como bancarios, y de acuerdo a las condiciones de mercado que sean más óptimas en cada uno de ellos. Así mismo, Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor razonable de su deuda, así como para mitigar el riesgo de tipo de interés sobre futuras emisiones de deuda a tipo fijo, siendo en general designados contablemente como instrumentos de cobertura (ver Nota 9).

A 31 de diciembre de 2018 y 2017 la deuda neta a tipo fijo ascendía a 7.183 y 8.094 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 116% y 108%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés.

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

	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros
Efecto en el resultado después de impuestos	50 p.b.	4
	-50 p.b.	(4)
Efecto en el patrimonio neto	50 p.b.	11
	-50 p.b.	(12)

c) Riesgo de precio de commodities

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

En ocasiones, Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 9).

A 31 de diciembre de 2018 un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos, gas natural y productos derivados hubiera supuesto aproximadamente las siguientes variaciones en el resultado neto como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha.

	Aumento (+) / disminución (-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	Millones de euros
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(39)
	-10%	39

10.2. Riesgo de liquidez

La política de liquidez seguida por Repsol está orientada a garantizar la disponibilidad de fondos necesarios para asegurar el cumplimiento de las obligaciones adquiridas y el desarrollo de sus planes de negocio, manteniendo en todo momento el nivel óptimo de recursos líquidos y procurando la mayor eficiencia en la gestión de los recursos financieros. En coherencia con esta política de prudencia financiera mantiene, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos¹ y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 2,0 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo.

Repsol lleva a cabo un control y seguimiento de sus necesidades financieras que va desde la elaboración de previsiones diarias de tesorería a la planificación financiera que acompaña a los presupuestos anuales y al plan estratégico, y mantiene fuentes de financiación diversificadas y estables que permiten el acceso eficiente a los mercados financieros, todo ello en el marco de una estructura financiera que resulte compatible con el nivel de calificación crediticia en la categoría grado de inversión.

El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 2.249 y 2.503 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos de naturaleza financiera existentes a 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Millones de euros	Vencimientos								Vencimientos							
	2018								2017							
	2019	2020	2021	2022	2023	Sig.	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Sig.	Total		
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	2.953	1.966	1.122	586	83	4.606	11.316	3.511	1.314	1.966	1.121	585	4.702	13.199		
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	1.426	250	239	337	88	3.465	5.805	802	209	211	128	110	3.223	4.683		
Derivados ⁽²⁾	59	7	7	6	6	23	108	34	9	8	7	6	30	93		
Proveedores	3.244	-	-	-	-	-	3.244	2.738	-	-	-	-	-	2.738		
Otros acreedores	4.506	-	-	-	-	-	4.506	4.280	-	-	-	-	-	4.280		

Nota: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance consolidado. No incluye las deudas por arrendamiento financiero (Ver Nota 15).

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros. No incluye derivados financieros.

(2) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 9. No incluye los derivados comerciales registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance de situación.

¹ Incluye depósitos a plazo con disponibilidad inmediata registrados en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" por importe de 1.455 millones de euros.

10.3. Riesgo de crédito¹

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones de pago, originando con ello pérdidas crediticias. El Grupo evalúa de forma específica toda la información disponible de forma congruente con la gestión del riesgo de crédito interno para cada instrumento financiero, incluyendo los de naturaleza comercial.

La exposición al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por tipo de instrumento financiero junto con el deterioro registrado a 31 de diciembre de 2018 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

Millones de euros				
Exposición máxima	Riesgo de crédito (probabilidad de impago)	Saldo Bruto	Deterioro	Saldo Neto
Activos financieros corrientes y Efectivo	< 2%	6.497	(1)	6.497
Activos financieros no corrientes	< 2%	584	(1)	584
	> 8%	3.118	(2.119) ⁽²⁾	999
Otros activos corrientes y no corrientes	< 2% y < 8%	681	(1)	680
	> 8%	906	(590) ⁽³⁾	316
Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar	< 2% y < 8%	5.883	(14)	5.869
	> 8%	411	(175) ⁽⁴⁾	236

(1) Deterioros de valor inferiores a un millón de euros por la alta calidad crediticia de las contrapartes (bancos e instituciones financieras cuyo ratings es igual o superior a BB).

(2) Incluye los activos deteriorados en Fase III del estado de riesgo crediticio del deudor (ver apartado siguiente "Pérdida Esperada"); los deterioros en Fase II no son significativos. Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2017 ascendían a 1.714 millones de euros, correspondientes a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales. Durante el ejercicio 2018 se han provisionado 405 millones de euros correspondientes, en su mayoría, a los préstamos y líneas de crédito a los negocios conjuntos en Venezuela (ver Nota 8 y 20.3).

(3) Incluye los activos deteriorados en Fase III del estado de riesgo crediticio del deudor; los deterioros en Fase II no son significativos. Los importes deteriorados a 31 de diciembre de 2018 se corresponden fundamentalmente con cuentas a cobrar vinculadas con la actividad en Venezuela.

(4) Incluye los activos deteriorados en Fase III del estado de riesgo crediticio del deudor; los deterioros en Fase II no son significativos. El saldo deteriorado a 31 de diciembre de 2017 ascendía a 173 millones de euros.

Deudas comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2018 y 2017 netos de deterioro por importe de 6.105 y 5.912 millones de euros, respectivamente. En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda comercial neta de provisiones por deterioro:

Millones de euros		
Vencimientos	2018	2017
Deuda no vencida	5.667	5.527
Deuda vencida 0-30 días	257	240
Deuda vencida 31-180 días	116	94
Deuda vencida mayor a 180 días	65	51
TOTAL	6.105	5.912

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 2,6%.

1. La información sobre riesgo de crédito que se recoge en este apartado no incluye el riesgo de crédito de las entidades participadas o negocios conjuntos cuyo impacto se registra en el epígrafe "Resultado de inversiones registradas por el método de la participación". Las pérdidas crediticias esperadas son una estimación, ponderada en función de la probabilidad, de las pérdidas crediticias (es decir, el valor actual de todos los déficits de efectivo) durante la vida esperada del instrumento financiero. Se define como déficit de efectivo la diferencia entre los flujos de efectivo que se adeudan a la entidad de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que ésta espera recibir. Puesto que en las pérdidas crediticias esperadas se toma en consideración tanto el importe como el calendario de los pagos, existirá pérdida crediticia si la entidad espera cobrar íntegramente, pero después de lo acordado contractualmente.

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

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.584 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 y de 3.402 millones de euros a 31 de diciembre de 2017. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 ascienden a 531 y 537 millones de euros, respectivamente.

Pérdida esperada:

El Grupo calcula la pérdida de crédito esperada de sus cuentas de **deudores comerciales** a partir de modelos propios de valoración del riesgo de sus clientes teniendo en cuenta la probabilidad de impago, el saldo expuesto y de severidad estimada considerando toda la información disponible de cada cliente. Como criterio general, el Grupo aplica un umbral de más de 180 días en mora para la consideración de que se ha incurrido en una evidencia objetiva de incumplimiento/deterioro. Estos criterios son aplicados en ausencia de otras evidencias objetivas de incumplimiento, como puedan ser las situaciones concursales, etc.

En el resto de **instrumentos financieros**, fundamentalmente ciertos préstamos y garantías financieras concedidas a negocios conjuntos, son objeto de seguimiento individualizado a los efectos de determinar cuándo, en su caso, pudiera haberse producido un deterioro del riesgo de crédito o un incumplimiento.

La pérdida esperada de los instrumentos financieros se calcula en función de la fase del estado de riesgo crediticio del deudor:

- **Fase 1:** En el momento de reconocimiento inicial se calcula la pérdida crediticia esperada con la probabilidad de impago en los primeros 12 meses. En el caso de las cuentas a cobrar comerciales, de acuerdo con la norma contable, el cálculo se extiende para toda la vida del instrumento.
- **Fase 2:** Cuando el instrumento sufre un incremento de riesgo significativo se calcula la pérdida esperada con la probabilidad de impago para toda la vida del instrumento.
- **Fase 3:** Cuando el instrumento ya está deteriorado se calcula la pérdida esperada para toda la vida del instrumento y, en caso de devengo de intereses, el mismo sería calculado sobre el saldo neto de la provisión por pérdidas crediticias.

Se aplica la siguiente fórmula para cuantificar el deterioro de valor de los **activos financieros** a los que es de aplicación el modelo de pérdida crediticia esperada:

$$\text{Pérdida crediticia esperada} = \text{Probabilidad de impago} \times \text{Exposición} \times \text{Severidad}$$

Pérdida esperada:

- **Probabilidad de impago:** se calcula de forma individualizada para cada deudor según los modelos de solvencia aprobados en el Grupo Repsol, a excepción de las personas físicas, para las que se utiliza una tasa media de morosidad. Los modelos tienen en consideración información cuantitativa (variables económico-financieras del cliente, comportamiento de pagos externo e interno...), cualitativa (sector de actividad, datos macroeconómicos del país...), así como variables de sensibilidad de los mercados (por ejemplo, evolución de la cotización). De acuerdo a los modelos se obtiene un rating interno y una probabilidad de impago asociadas para cada deudor. La probabilidad de impago determinada de acuerdo al modelo de rating interno del Grupo puede ser agrupada en tres categorías: i) menor que ≈2% probabilidad de impago, ii) mayor que ≈2% y menor que ≈8% probabilidad, y iii) superior a ≈8% probabilidad.
- **Exposición:** se calcula teniendo en cuenta el importe total del crédito pendiente de cobro y una potencial exposición futura en función del límite de riesgo disponible.
- **Severidad:** refleja el porcentaje de exposición no recuperado en caso de impago, teniendo en cuenta también si dicha exposición está o no garantizada, y se basa en el comportamiento histórico de los clientes.

Respecto a los instrumentos financieros relativos a las operaciones en **Venezuela**, el modelo de estimación de la pérdida esperada se ha realizado mediante la estimación de los escenarios de flujos de efectivo previstos para el negocio, ponderados por su probabilidad estimada. Puesto que los activos financieros están deteriorados (fase 3 del estado de riesgo crediticio), para cuantificar la pérdida se aplican tres escenarios de severidad (moderado, significativo y severo) con diferentes hipótesis e impactos económicos en los flujos de caja estimados. La probabilidad de ocurrencia de dichos escenarios está a su vez ponderada en función de información histórica de defaults soberanos (Informe *Moody's: "Sovereign Default and recovery rates 1983-2017"*) y las expectativas de la Dirección. La estimación de los escenarios de los flujos de efectivo es consistente con los utilizados a efectos del cálculo del deterioro del inmovilizado material. La evaluación del deterioro por riesgo de crédito en Venezuela ha requerido realizar estimaciones sobre las implicaciones y la evolución de un entorno de elevada incertidumbre, lo que ha aconsejado contar con el contraste de un experto independiente para validar los juicios de la Dirección.

Activos y pasivos no corrientes

11. Inmovilizado intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

	Inmovilizado Intangible									Total
	Upstream				Downstream			Corporación		
	Fondo de Comercio	Permisos de exploración	Aplicaciones Informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación de EE.SS y otros derechos ⁽¹⁾	Aplicaciones Informáticas	Derechos emisión de CO ₂ ⁽³⁾	Concesiones y otros ⁽⁴⁾	Aplicaciones informáticas y otros	
COSTE BRUTO										
Saldo a 1 de enero de 2017	3.295	2.329	186	110	768	266	84	198	291	7.527
Inversiones ⁽¹⁾	-	170	16	-	17	41	19	1	21	285
Retiros o bajas	-	(16)	(11)	-	(58)	-	-	(8)	2	(91)
Diferencias de conversión	(330)	(266)	(18)	(2)	(12)	(5)	-	(2)	-	(635)
Variación del perímetro de consolidación	(9)	(44)	-	-	-	-	-	-	-	(53)
Reclasificaciones y otros movimientos	(9)	48	3	(28)	31	(2)	(34)	(7)	(7)	(5)
Saldo a 31 de diciembre de 2017	2.947	2.221	176	80	746	300	69	182	307	7.028
Saldo a 1 de enero de 2018	2.947	2.221	176	80	746	300	69	182	307	7.028
Inversiones ⁽¹⁾	84	192	12	4	56	48	50	9	33	488
Retiros o bajas	(2)	(112)	(8)	(6)	(70)	(16)	-	-	(5)	(219)
Diferencias de conversión	110	97	9	5	8	2	-	1	-	232
Variación del perímetro de consolidación	64	-	-	-	3	18	-	136	-	221
Reclasificaciones y otros movimientos	-	22	9	-	63	13	(7)	6	(2)	104
Saldo a 31 de diciembre de 2018	3.203	2.420	198	83	806	365	112	334	333	7.854
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS										
Saldo a 1 de enero de 2017	(180)	(1.061)	(96)	(36)	(491)	(156)	(13)	(165)	(220)	(2.418)
Amortizaciones	-	(48)	(26)	(1)	(40)	(20)	-	(1)	(24)	(160)
Retiros o bajas	-	9	10	-	57	-	-	1	(2)	75
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(4)	(70)	-	(66)	(1)	-	-	(2)	-	(143)
Diferencias de conversión	-	115	10	-	9	1	-	1	2	138
Variación del perímetro de consolidación	-	20	-	-	-	-	-	-	-	20
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(17)	-	37	(2)	-	13	7	6	44
Saldo a 31 de diciembre de 2017	(184)	(1.052)	(102)	(66)	(468)	(175)	-	(159)	(238)	(2.444)
Saldo a 1 de enero de 2018	(184)	(1.052)	(102)	(66)	(468)	(175)	-	(159)	(238)	(2.444)
Amortizaciones	-	(122)	(21)	(1)	(40)	(21)	-	(6)	(24)	(235)
Retiros o bajas	-	113	8	-	69	8	-	-	5	203
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(8)	(210)	-	(1)	-	-	-	1	(4)	(222)
Diferencias de conversión	-	(49)	(6)	(5)	(3)	(1)	-	(1)	-	(65)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	12	-	-	-	-	-	(7)	-	5
Saldo a 31 de diciembre de 2018	(192)	(1.308)	(121)	(73)	(442)	(189)	-	(172)	(261)	(2.758)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2017⁽⁵⁾	2.763	1.169	74	13	278	125	69	23	69	4.584
Saldo neto a 31 de diciembre de 2018⁽⁵⁾	3.011	1.112	77	10	364	176	112	162	72	5.096

(1) Las inversiones en 2018 y 2017 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en "Permisos de exploración" corresponden principalmente a la adquisición de dominio minero y a la activación de costes de geología y geofísica por importe de 192 y 170 millones de euros en 2018 y 2017, respectivamente.

(2) Incluye los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S) y cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan. A 31 de diciembre de 2018 los costes activados de la obtención de contratos ascienden a 51 millones de euros.

(3) En el ejercicio 2018, incluye, 63 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2018 de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación (51 millones de euros en 2017) y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2018 por importe de 70 millones de euros (72 millones de euros en 2017). Para información adicional sobre los derechos de CO₂, véase la Nota 31.2.

(4) En 2018 incluye la cartera de clientes adquirida a Viesgo (ver Nota 4) así como el derecho de uso de la terminal marítima Punta Langosteira (Refinería de A Coruña).

(5) En 2018 y 2017 incluye activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 285 y 203 millones de euros, respectivamente.

Fondo de comercio

El detalle por segmento y sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Millones de euros

Fondo de comercio	2018	2017
Upstream⁽¹⁾:		
Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	2.441	2.333
Otras compañías	89	14
Downstream⁽²⁾:		
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	106	106
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	104	104
Viesgo Generación, S.L.	49	-
Otras compañías	68	52
TOTAL⁽³⁾	3.011	2.763

- (1) Corresponde en su práctica totalidad al fondo de comercio que surgió de la adquisición de ROGCI en 2015 y que fue asignado a efectos de evaluar su recuperabilidad al segmento *Upstream*.
 (2) Corresponde a un total de 11 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 27% del total del segmento. Del total, 443 y 389 millones de euros en 2018 y 2017 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa.
 (3) Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 191 y 184 millones de euros en 2018 y 2017 respectivamente.

Para aquellas UGE que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable calculado de acuerdo a la metodología descrita en la Nota 3, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes se han realizado, de manera individualizada, sobre las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad

Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent y HH)	10%
Descenso en el volumen de ventas	5%
Aumento de los costes operativos e inversión	5%
Descenso en el margen de contribución unitario	5%
Aumentos en la tasa de descuento	100 p.b.

Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable de las UGE que tienen asignado fondo de comercio no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2018 como consecuencia del valor recuperable del fondo de comercio.

12. Inmovilizado material

La composición y el movimiento del epígrafe “*Inmovilizado material*” y de su correspondiente amortización y pérdidas de valor acumuladas a 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

	Inmovilizado Material								
	Upstream			Downstream			Corporación		
	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otro inmovilizado	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Terrenos, construcciones y otros ⁽⁵⁾	Total
COSTE BRUTO⁽¹⁾									
Saldo a 1 de enero de 2017	25.998	4.279	480	2.002	19.125	1.214	689	1.023	54.810
Inversiones	922	274	33	1	11	27	670	14	1.952
Retiros o bajas	(157)	(19)	(20)	(22)	(171)	(7)	(3)	(1)	(400)
Diferencias de conversión	(3.208)	(456)	(55)	(66)	(350)	(39)	(21)	-	(4.195)
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	(5)	(116)	(2)	-	-	-	-	-	(123)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	558	(427)	1	26	419	23	(491)	1	110
Saldo a 31 de diciembre de 2017	24.108	3.535	437	1.941	19.034	1.218	844	1.037	52.154
Saldo a 1 de enero de 2018	24.108	3.535	437	1.941	19.034	1.218	844	1.037	52.154
Inversiones	1.188	266	92	6	16	22	788	25	2.403
Retiros o bajas	(1.431)	(203)	(18)	(22)	(167)	(16)	(7)	(2)	(1.866)
Diferencias de conversión	1.082	147	23	24	125	15	7	-	1.423
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	-	-	5	345	-	7	-	357
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(40)	(125)	49	53	643	91	(801)	-	(130)
Saldo a 31 de diciembre de 2018	24.907	3.620	583	2.007	19.996	1.330	838	1.060	54.341
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS⁽¹⁾									
Saldo a 1 de enero de 2017	(10.743)	(2.381)	(194)	(1.017)	(11.900)	(853)	-	(425)	(27.513)
Amortizaciones	(1.371)	(135)	(21)	(35)	(602)	(38)	-	(37)	(2.239)
Retiros o bajas	121	8	11	21	168	6	-	-	335
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	170	(247)	-	4	5	(1)	-	-	(69)
Diferencias de conversión	1.351	270	21	51	241	15	-	-	1.949
Variación del perímetro de consolidación	10	10	1	-	-	-	-	-	21
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(14)	(23)	(6)	(6)	(33)	44	-	-	(38)
Saldo a 31 de diciembre de 2017	(10.476)	(2.498)	(188)	(982)	(12.121)	(827)	-	(462)	(27.554)
Saldo a 1 de enero de 2018	(10.476)	(2.498)	(188)	(982)	(12.121)	(827)	-	(462)	(27.554)
Amortizaciones	(1.028)	(115)	(14)	(35)	(635)	(41)	-	(37)	(1.905)
Retiros o bajas	1.385	179	15	18	162	15	-	2	1.776
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(438)	(29)	(34)	1	14	(60)	-	-	(546)
Diferencias de conversión	(470)	(100)	(9)	(18)	(86)	(6)	-	-	(689)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	19	(15)	3	-	(2)	4	-	-	9
Saldo a 31 de diciembre de 2018	(11.008)	(2.578)	(227)	(1.017)	(12.668)	(915)	-	(497)	(28.910)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2017⁽⁴⁾	13.632	1.037	249	959	6.913	391	844	575	24.600
Saldo neto a 31 de diciembre de 2018⁽⁴⁾	13.899	1.042	356	990	7.328	415	838	563	25.431

- (1) El Grupo sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición. A excepción del afecto a las actividades de *Upstream* (ver Nota 2), se amortiza linealmente en función de su vida útil estimada, una vez están en condiciones óptimas de uso. A continuación, se detallan la vida útil estimada de los principales activos de *Downstream* y *Corporación*:

Vida útil estimada	Años	Vida útil estimada	Años
Edificios y otras construcciones	20-50	Instalaciones complejas especializadas (electricidad y Gas):	
Maquinaria e instalaciones:		Plantas de generación eléctrica	18-40
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-25	Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Instalaciones complejas especializadas (complejos industriales Refino y Química):		Elementos de transporte(electricidad y Gas):	5-20
Unidades	8-25	Otro inmovilizado material:	
Tanques de almacenamiento	20-40	Mobiliario y enseres	9-15
Líneas y redes	12-25		

- (2) Ver Nota 4.
 (3) En 2018 y 2017 incluye reclasificaciones del epígrafe “*Inmovilizado en curso*” fundamentalmente a “*Maquinaria e instalaciones*”, por diversos proyectos de mejora, reparación y remodelación de las refinerías del Grupo.
 (4) A 31 de diciembre de 2018 y 2017 el importe de las provisiones por deterioro de activos acumuladas ascendía a 3.532 y 4.023 millones de euros, respectivamente.
 (5) Incluye en 2018 y 2017 el inmovilizado en curso corresponde a las inversiones en los complejos industriales de los negocios de Refino y Química, fundamentalmente en España, y en menor medida, en Perú y Portugal.
 (6) Incluye fundamentalmente “*Terrenos y construcciones*” por importe de 460 y 468 millones de euros en 2018 y 2017, respectivamente. El apartado “*Otros*” incluye, “*Maquinaria e instalaciones*” y “*Otras propiedades*” por importe de 103 y 106 millones de euros en 2018 y 2017, respectivamente.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 5.3 “*Información por áreas geográficas y segmentos*” que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

En el epígrafe “*Inmovilizado Material*” en los ejercicios 2018 y 2017 se incluyen 483 millones de euros y 517 millones de euros respectivamente, correspondientes al valor neto contable de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2018 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo valor neto contable asciende a 423 millones de euros y a 489 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 y 2017 respectivamente (ver Nota 15).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 256 y 269 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2019 y 2066.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos. En 2018 y 2017, el coste medio de activación ha sido de 2,70% y 2,77% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 54 y 98 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe “*Resultado financiero*” de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 584 y 974 millones de euros a 31 de diciembre de 2018, respectivamente y 577 y 929 millones de euros a 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

El epígrafe “*Inmovilizado material*” incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.303 y 8.898 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 y 2017 respectivamente.

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

13. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2018 y 2017 ha sido el siguiente:

Millones de euros		
	2018	2017
Saldo al inicio del ejercicio	9.268	10.176
Inversiones netas ⁽¹⁾	5	313
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽²⁾	(3.235)	81
Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽³⁾	1.053	630
Resultado de operaciones interrumpidas	68	274
Dividendos repartidos	(597)	(676)
Diferencias de conversión	209	(913)
Reclasificación y otros movimientos ⁽⁴⁾	423	(617)
Saldo al cierre del ejercicio	7.194	9.268

(1) En 2017 principalmente incluía las aportaciones de capital en BPRY Caribbean Ventures, LLC. y Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.

(2) Incluye fundamentalmente la baja de la inversión en Naturgy (ver Nota 4).

(3) Ver Nota 22.

(4) Incluye principalmente la reclasificación del valor negativo del patrimonio de Petroquiriquire y Cardón (ver apartado más adelante “*Valor de la participación de negocios conjuntos*”).

El detalle de las inversiones que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación son:

Millones de euros		
	Valor contable de la inversión ⁽²⁾	
	2018	2017
Negocios conjuntos	7.037	5.969
Entidades asociadas ⁽¹⁾	157	3.299
TOTAL	7.194	9.268

(1) En 2018 incluye fundamentalmente la participación en Petrocarabobo, S.A. y también Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd, y en 2017 la participación de Naturgy (la información financiera resumida de Naturgy del 2017 está disponible en las Cuentas Anuales de 2017).

(2) En 2018 corresponden a *Upstream* 6.812 millones de euros (5.753 millones de euros en 2017), fundamentalmente negocios conjuntos.

En base a los acuerdos de accionistas firmados con cada uno de los socios en cada sociedad, y en virtud de los cuales, las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control, éstas se consideran negocios conjuntos en la medida en que los socios tienen derecho a los activos netos. Destacamos a continuación los más significativos:

Repsol Sinopec Brasil (RSB)

Repsol, S.A. tiene una participación del 60% en el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), integrado por Repsol Sinopec Brasil, S.A. y sus sociedades dependientes. La participación de Repsol se instrumenta mediante la titularidad de acciones representativas del 60% del capital de Repsol Sinopec Brasil, S.A.

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

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol, véase nota 8.2. En relación a las garantías otorgadas por el Grupo a favor de RSB, véase la Nota 27.

YPFB Andina, S.A.

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

BPRY Caribbean Ventures, LLC. (BPRY)

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

Petroquiriquire, S.A.

Repsol participa con un 40% en Petroquiriquire, S.A. a través de Repsol Exploración, S.A. Petroquiriquire es una empresa mixta, y por tanto está participada por la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CPV) con el 56% y PDVSA Social, S.A. con el 4%. Su principal actividad es la producción y venta de petróleo y gas, en la República Bolivariana de Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 20.3.

Cardón IV, S.A.

Repsol participa con un 50% en Cardón IV, S.A. a través de Repsol Exploración, S.A. El 50% restante es propiedad del grupo ENI. Cardón IV es una licenciataria de gas cuya principal actividad es la producción y venta de gas en la República Bolivariana de Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 20.3.

Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (RSRUK)

Compañía participada por las sociedades Talisman Colombia Holdco, Ltd y Addax Petroleum UK Limited (Addax), filial del grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente, siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte. Este negocio conjunto se gobierna a través de un acuerdo de accionistas, que requiere del consentimiento unánime de ambos accionistas para todas las decisiones significativas financieras y operativas. En relación al proceso de arbitraje por la compra de Addax del 49% de las acciones de RSRUK véase Nota 14.

Equion Energía Ltd.

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

A continuación, se presenta información financiera resumida de las inversiones identificadas anteriormente, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 2 y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

Resultados de negocios conjuntos:

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		RSRUK ⁽¹⁾		Equion	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
	Ingresos ordinarios	1.560	1.353	217	230	2.162	1.504	277	342	570	725	1.253	399	403
Amortización y provisiones por deterioro ⁽¹⁾	(253)	(399)	(96)	(151)	(990)	(739)	(122)	(1.068)	(650)	(731)	(336)	(169)	(142)	
Otros Ingresos / (gastos) de explotación ⁽²⁾	(782)	(632)	(139)	(84)	(1.037)	(952)	(77)	(130)	189	(231)	186	(34)	(49)	
Resultado de explotación	525	322	(18)	(5)	135	(187)	78	(856)	109	(237)	1.103	196	212	
Intereses netos	128	98	7	5	(95)	(103)	(37)	(29)	(189)	(173)	-	3	(1)	
Resto resultado financiero	15	(16)	(10)	(10)	(10)	(18)	(5)	4	(5)	(83)	(146)	2	(5)	
Rdo inver. método participación neto de impuestos	23	19	13	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado antes de impuestos	691	423	(8)	2	30	(308)	36	(881)	(85)	(493)	957	201	206	
Gasto por impuesto ⁽³⁾	(238)	(80)	6	7	(93)	(24)	193	338	(282)	51	373	(84)	32	
Rdo atrib. a la soc. dominante	453	343	(2)	9	(63)	(332)	229	(543)	(367)	(442)	1.330	117	238	
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	51%	49%	49%	
Resultado por integración	272	206	(1)	4	(19)	(100)	92	(217)	(184)	(221)	678	57	117	
Dividendos	283	132	1	-	-	5	247	140	-	-	-	-	64	
Otro resultado integral⁽⁴⁾	193	(574)	21	(61)	29	(75)	(22)	(5)	(18)	14	(5)	11	(23)	

Nota: Los importes desglosados a continuación figuran al porcentaje de participación del Grupo en cada una de las sociedades:

- (1) En 2018 Petroquiriquire y Cardón IV incluyen el deterioro del inmovilizado material y de las cuentas a cobrar a PDVSA por importe de 324 millones de euros (734 millones de euros en 2017).
- (2) En 2018 y 2017 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 126 y 123 millones de euros, respectivamente, derivados fundamentalmente de los compromisos de arrendamiento de las plataformas flotantes de producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 27).
- (3) En Venezuela incluye el impacto de la cancelación de activos por impuestos diferidos como consecuencia del Decreto presidencial N° 35 (ver Nota 20.3) compensado por los impactos fiscales positivos derivados del efecto de tipo de cambio.
- (4) Corresponde a los "Ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto" y las "Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.
- (5) El valor de la inversión en 2017 era nulo.

Valor de la participación en negocios conjuntos:

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		RSRUK ⁽¹⁾		Equion	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
	Activos													
Activos no corrientes	7.951	7.781	867	876	7.660	8.055	210	491	1.009	1.409	3.543	252	537	
Activos corrientes	473	402	445	324	797	865	3.926	3.417	222	899	1.016	541	88	
<i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	35	46	53	124	64	73	13	12	41	60	26	50	48	
<i>Otros activos corrientes</i>	438	356	392	200	733	792	3.913	3.405	181	839	990	491	40	
Total Activos	8.424	8.183	1.312	1.200	8.457	8.920	4.136	3.908	1.231	2.308	4.559	793	625	
Pasivos														
Pasivos no corrientes	648	662	235	205	5.910	6.051	852	789	1.803	2.112	2.857	124	145	
<i>Pasivos financieros</i>	-	229	-	-	1.810	1.839	698	482	1.410	2.057	-	-	-	
<i>Otros pasivos no corrientes⁽¹⁾</i>	648	433	235	205	4.100	4.212	154	307	393	55	2.857	124	145	
Pasivos corrientes	528	609	121	77	345	702	4.284	3.635	388	623	283	134	89	
<i>Pasivos financieros</i>	213	229	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<i>Otros pasivos corrientes</i>	315	380	121	77	345	702	4.284	3.635	388	623	283	134	89	
Total Pasivos	1.176	1.271	356	282	6.255	6.753	5.136	4.424	2.191	2.735	3.140	258	234	
ACTIVOS NETOS	7.248	6.912	956	918	2.202	2.167	(1.000)	(517)	(960)	(427)	1.419	535	391	
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	51%	51%	49%	49%	
Participación en los activos netos ⁽²⁾	4.349	4.147	459	441	661	650	(400)	(207)	(480)	(214)	724	262	192	
Plusvalía / (Minusvalía)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Valor contable de la inversión	4.349	4.147	459	441	661	650	-	-	-	-	724	262	192	

Nota: Los importes desglosados a continuación figuran al porcentaje de participación del Grupo en cada una de las sociedades:

- (1) En 2018 y 2017 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento no corrientes por importe de 101 y 102 millones de euros.
- (2) Petroquiriquire: en 2018 y 2017 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos cuyo importe a 31 de diciembre asciende a 400 y 207 millones de euros, respectivamente, correspondiente al valor negativo del patrimonio neto de Petroquiriquire (Ver Nota 14).
- Cardón IV: el valor de la inversión se iguala a cero minorando el valor contable del préstamo otorgado a Cardón IV que se considera como inversión neta (Ver Nota 8.1).
- (3) El valor de la inversión en 2017 era nulo.

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

14. Provisiones corrientes y no corrientes

14.1. Provisiones

El saldo a 31 de diciembre de 2018 y 2017, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2018 y 2017, han sido los siguientes:

Millones de euros

	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes				Total
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Judiciales y Fiscales ⁽⁴⁾	Otras provisiones	
Saldo a 1 de enero de 2017	2.335	1.159	1.501	2.004	6.999
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	91	60	340	220	711
Aplicaciones con abono a resultados ⁽²⁾	(85)	(128)	(144)	(86)	(443)
Cancelación por pago ⁽³⁾	(89)	(105)	(43)	(144)	(381)
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	-	-	-	(1)
Diferencias de conversión	(242)	(112)	(149)	(119)	(622)
Reclasificaciones y otros ⁽⁵⁾	166	(62)	8	(1.028)	(916)
Saldo a 31 de diciembre de 2017	2.175	812	1.513	847	5.347
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	85	55	677	244	1.061
Aplicaciones con abono a resultados ⁽²⁾	(93)	(54)	(397)	(64)	(608)
Cancelación por pago ⁽³⁾	(67)	(85)	(132)	(162)	(446)
Variaciones del perímetro de consolidación	16	-	7	36	59
Diferencias de conversión	50	34	52	12	148
Reclasificaciones y otros ⁽⁵⁾	(204)	(31)	(224)	136	(323)
Saldo a 31 de diciembre de 2018	1.962	731	1.496	1.049	5.238

(1) Incluye 186 y 155 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2018 y 2017. En 2018, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de -98 y 110 millones de euros. En 2018 destacan las dotaciones de naturaleza fiscal y en "Otras provisiones" las asociadas al consumo de derechos de CO₂ (ver Nota 31).

(2) En 2018 incluye principalmente las reversiones de provisiones de naturaleza fiscal, entre otras las de Ecuador, tras el fin de las controversias existentes en materia fiscal (ver Nota 23). En 2017 incluía la reversión de provisión de *Ship or Pay* en Ecuador.

(3) En 2018 incluye, principalmente, el pago derivado del acuerdo transaccional que ha puesto fin al litigio del oleoducto "Galley" (ver el apartado 2 de esta Nota) y en "Otras provisiones" por los pagos que cancelan las provisiones por reestructuración de plantilla. En 2017 incluye, principalmente, en "Contratos onerosos" los pagos por contratos de plataformas de perforación y de otros contratos a largo plazo onerosos y en "Otras provisiones", los pagos por reestructuración de plantillas.

(4) Ver apartado 14.2 y Nota 23.

(5) En 2018 "Otras provisiones" incluye la actualización de valor negativo de la inversión en Petroquímica (ver Nota 13) y en 2017 incluía la reversión por 911 millones de euros en el epígrafe "Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación" (ver Nota 13) de la provisión por obligaciones asociadas a los desembolsos netos previstos en la participación en RSRUK por las mejoras operativas y las eficiencias obtenidas en la operación de este activo desde su adquisición en el año 2015.

El epígrafe de "Otras provisiones" incluye fundamentalmente las provisiones constituidas para hacer frente a riesgos medioambientales (ver Nota 31), compromisos por pensiones (ver Nota 29), consumos de los derechos de CO₂ (ver Nota 31) incentivos a los empleados (ver Notas 29), provisiones por reestructuración de plantilla y otras provisiones para cubrir obligaciones derivadas de la participación en sociedades.

1. En 2017 incluye una provisión por reestructuración de plantilla calculada bajo las condiciones acordadas en el marco del Despido Colectivo en España por importe de 111 millones de euros, por el valor actual de la estimación de los desembolsos futuros a efectuar al Tesoro Público. Durante 2017 los pagos efectuados por este concepto ascendieron a 55 millones de euros. En el acta de la Comisión de seguimiento del VII Acuerdo Marco firmada el 8 de junio de 2016 entre la representación sindical y la dirección de Repsol, se acordó que el mecanismo más adecuado para llevar a cabo el ajuste de plantilla en España era la tramitación de un procedimiento de despido colectivo.

A continuación, se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones a cierre del ejercicio 2018.

Millones de euros

	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Más de 5 años y/o indeterminado	Total
Provisión por desmantelamientos de campos	136	579	1.247	1.962
Provisión por contratos onerosos	69	328	334	731
Provisión por riesgos judiciales y fiscales	34	1.134	328	1.496
Otras provisiones	261	657	131	1.049
TOTAL⁽¹⁾	500	2.698	2.040	5.238

(1) Debido a las características de los correspondientes riesgos incluidos, los calendarios de vencimientos están sujetos a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que podrían variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

14.2. Litigios

El criterio general del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración su experiencia.

A 31 de diciembre de 2018, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios en el curso ordinario de sus actividades por un importe total de 106 millones de euros (98 millones de euros a 31 de diciembre de 2017). A continuación, se desglosa el resumen de los procedimientos judiciales o arbitrales más significativos y su situación a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas.

Reino Unido

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

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", ver Nota 13). El 1 de octubre ROGCI y TCHL presentaron la contestación a la "Notice of Arbitration". El 25 de mayo de 2016, Addax y Sinopec formalizaron la demanda arbitral, en la que solicitan que, en el supuesto de que sus pretensiones fueran estimadas en su integridad, se les abone el importe de su inversión inicial en RSRUK, materializada en 2012 mediante la compra del 49% de ésta a TCHL, una filial 100% de ROGCI, junto con cualesquiera incrementos de inversión posteriores, realizados o por realizar en el futuro, así como las pérdidas de oportunidad que pudieran haberse producido, estimando todo ello en una cifra total aproximada de 5.500 millones de dólares americanos. El Tribunal Arbitral ha decidido, entre otras cuestiones procedimentales, la bifurcación del procedimiento. La vista oral respecto de las cuestiones de responsabilidad ha tenido lugar entre el 29 de enero y el 22 de febrero de 2018, y entre el 18 y 29 de junio de 2018, esta última limitada al interrogatorio de los expertos de cada parte. Del 9 al 11 de julio de 2018 se celebró la vista sobre las conclusiones orales y el 29 de septiembre se presentaron las conclusiones escritas. El procedimiento ha quedado ya visto para la emisión del laudo por parte del Tribunal. Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la demanda de arbitraje carecen de fundamento.

Litigio del oleoducto Galley

En agosto de 2012 se produjeron daños y una fuga en el oleoducto Galley, en el que RSRUK tenía una participación del 67,41%. En septiembre de 2012, RSRUK solicitó cobertura de los daños y las pérdidas sufridas a consecuencia del incidente a la compañía aseguradora Oleum Insurance Company ("Oleum"), una filial 100% de ROGCI quien ostenta, a su vez, una participación del 51% en RSRUK. En julio de 2014, RSRUK reclamó a Oleum 351 millones de dólares americanos por daños materiales e interrupción del negocio.

El 8 de agosto de 2016, RSRUK interpuso solicitud de arbitraje en Londres, y en junio de 2017 se acordó la bifurcación del procedimiento en dos etapas (responsabilidad y cobertura –liability– y, en su caso, valoración de los daños y pérdidas -quantum-). Mediante decisión de fecha 10 de mayo de 2018, el Tribunal concluyó que la póliza no excluía la cobertura por daños materiales derivados del incidente. En septiembre de 2018, la demandante revisó el importe de su reclamación a 311 millones de dólares. El 8 de noviembre de 2018, las partes firmaron un acuerdo transaccional que puso fin a la controversia y en cuya virtud *Oleum* abonó a RSRUK 125 millones de dólares, sin impacto significativo en los resultados del Grupo al estar este litigio previamente provisionado.

Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic / Bahía de Newark

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con la venta por Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a Occidental Chemical Corporation (“OCC”). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias medioambientales relacionadas con las actividades de *Chemicals* anteriores al 4 de septiembre de 1986. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. (“YPF”) y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el *Department of Environmental Protection* de Nueva Jersey (“DEP”) y el *Spill Compensation Fund* de Nueva Jersey (conjuntamente, “*el Estado de Nueva Jersey*”) demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo “*Repsol*”); YPF; YPF Holdings Inc. (“YPFH”); CLH Holdings (“CLHH”); Tierra Solutions, Inc. (“*Tierra*”); Maxus; así como a OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de *Chemicals* que presuntamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas.

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso una “*Second Amended Cross Claim*” (“*Cross Claim*”) contra Repsol, YPF, Maxus (conjuntamente los “*Demandados*”), Tierra y CLHH. Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquéllos. En febrero de 2015 Repsol demandó a OCC reclamándole los 65 millones de dólares que tuvo que abonar al Estado de Nueva Jersey.

El 5 de abril de 2016 el Juez desestimó en su totalidad la demanda de OCC contra Repsol. 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. El 19 de octubre de 2017 el Juez titular estimó en su totalidad la *Motion for Summary Judgement* presentada por Repsol respecto de su reclamación a OCC de los 65 millones de dólares. El 22 de noviembre de 2017 OCC fue formalmente condenado al pago de 65 millones de dólares más intereses y costas. El 14 de septiembre de 2018 Maxus (asumiendo la titularidad de la demanda por alter ego de OCC) y OCC formalizaron los recursos de apelación sobre sus respectivas sentencias adversas. El 14 de junio de 2018, la Administración Concursal de Maxus presentó una demanda (“*New Claim*”) en el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware contra YPF, Repsol y determinadas sociedades filiales de ambas, por las mismas reclamaciones que se recogían en la *Cross Claim*. El 19 de octubre de 2018 Repsol ha presentado la *Motion to Dismiss*. El 15 de febrero de 2019 el Tribunal Federal de Quiebras rechazó la *Motion to Dismiss*. Repsol mantiene la opinión de que, al igual que se ha demostrado en la *Cross Claim*, las pretensiones aducidas en la *New Claim* carecen de fundamento.

15. Otros pasivos no corrientes

A continuación, se desglosa el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*”:

Millones de euros	2018	2017
Deudas por arrendamientos financieros	1.427	1.346
Fianzas y depósitos ⁽¹⁾	121	120
Ingresos diferidos ⁽²⁾	44	47
Otros ⁽³⁾	304	286
TOTAL	1.896	1.799

(1) Incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

(2) Incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (ver Nota 11).

(3) En 2018 y 2017 incluye 4 millones de euros por subvenciones de capital.

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Millones de euros	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2018	2017	2018	2017
Durante el siguiente ejercicio	201	202	197	195
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	797	732	613	553
A partir del 6º ejercicio	2.081	2.112	814	793
	3.079	3.046	1.624	1.541
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.455)	(1.505)		
Total deuda por arrendamiento financiero	1.624	1.541		
No corriente	1.427	1.346		
Corriente	197	195		

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2018 ha ascendido al 8,84% (8,93% a 31 de diciembre de 2017).

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

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2018 y 2017, el importe registrado en este epígrafe ascendía a 443 millones de dólares (387 millones de euros) y 454 millones de dólares (379 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2018 y 2017 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.105 millones de dólares (965 millones de euros) y 1.136 millones de dólares (947 millones de euros), respectivamente.

Activos y pasivos corrientes

16. Existencias

La composición del epígrafe de existencias a 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Millones de euros	2018	2017
Crudo y gas natural	1.640	1.244
Productos terminados y semiterminados	2.426	2.252
Materiales y otras existencias ⁽¹⁾	324	300
TOTAL⁽²⁾	4.390	3.797

(1) Incluye derechos de CO₂ por un total de 2.704 miles de toneladas valoradas por un importe de 79 millones de euros.

(2) Incluye provisiones por valoración de las existencias por importe de 74 y 32 millones de euros a 31 de diciembre de 2018 y 2017 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -55 y 13 millones de euros respectivamente (-10 y 6 millones de euros en 2017).

A 31 de diciembre de 2018 el importe de existencias de “commodities” destinadas a una actividad de “trading” inventariadas a valor razonable, menos los costes necesarios para su venta, ha ascendido a 342 millones de euros y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 7 millones de euros. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, curvas *forward* del mercado en función del plazo de valoración de las operaciones. Las principales variables utilizadas son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt's, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas o de mercado (*mark to market*) en caso de estar disponibles.

En la valoración de los productos refinados se realiza una asignación de costes de producción en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del *iso margen*) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2018 y 2017 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo III), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

17. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Millones de euros	2018	2017
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	3.947	4.152
Provisión por insolvencias	(189)	(173)
Cientes por ventas y prestación de servicios	3.758	3.979
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	917	943
Deudores por operaciones con el personal	41	41
Administraciones públicas	303	198
Derivados por operaciones comerciales (Nota 9)	241	60
Otros deudores	1.502	1.242
Activos por impuesto corriente	845	691
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.105	5.912

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2018 y 2017 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2018	2017
Saldo al inicio del ejercicio	173	131
Impacto de nuevas normas (Nota 2.2.2)	71	-
Saldo inicial ajustado	244	131
Dotación/(reversión) pérdidas de valor ⁽¹⁾	(21)	57
Variaciones de perímetro de consolidación	28	-
Diferencias de conversión	5	(9)
Reclasificaciones y otros movimientos	(67)	(6)
Saldo al cierre del ejercicio	189	173

(1) Se registra en el epígrafe “Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de activos” del balance de situación.

18. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

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

Millones de euros	2018	2017
Proveedores	3.244	2.738
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 15)	197	195
Administraciones Públicas acreedoras	538	656
Instrumentos financieros derivados (Nota 8)	250	215
Otros	3.521	3.214
Otros acreedores	4.506	4.280
Pasivo por impuesto corriente	271	292
TOTAL	8.021	7.310

Información sobre el periodo medio de pago a proveedores en España

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

La información relativa al periodo medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo para el ejercicio 2018 de acuerdo con la disposición adicional única de la resolución anteriormente mencionada es la siguiente:

Días	2018	2017
Periodo medio de pago a proveedores ⁽¹⁾	23	25
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	24	25
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	26	28
Millones de euros		
Total pagos realizados	10.757	10.995
Total pagos pendientes	563	521

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

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

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

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

Resultados

19. Resultado de explotación

19.1. Ventas e ingresos por prestación de servicios

La distribución de los ingresos¹ de las actividades ordinarias (epígrafes de “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios”) por país en 2018 y 2017 se muestran a continuación:

Millones de euros		
Áreas Geográficas	2018	2017
España	25.332	20.727
Estados Unidos	3.095	2.898
Perú	2.941	2.572
Portugal	2.673	2.403
Resto	15.832	13.068
TOTAL^{(1) (2)}	49.873	41.668

(1) La distribución por área geográfica se ha elaborado en función de los mercados a los que van destinadas las ventas o ingresos.

(2) La distribución de los mercados de destino es: i) U.E zona euro: 33.514 millones de euros (29.351 millones de euros en 2017), ii) UE zona no euro: 1.066 millones de euros (4.660 millones de euros en 2017) y iii) Resto de países: 15.293 millones de euros (7.657 millones de euros en 2017).

En 2018 los ingresos ordinarios correspondientes a las actividades de *Upstream* ascienden 5.182 millones de euros, mientras que en los negocios del segmento *Downstream* ascienden a 46.712 millones de euros (4.093 y 39.211 millones de euros, respectivamente, en 2017)². En *Upstream* los ingresos se generan, bien por la venta de crudos, condensados y GLP y gas natural, o bien por la prestación de un servicio de explotación de los recursos, dependiendo de los contratos vigentes en cada uno de los países en los que opera el Grupo. Por otro lado en *Downstream* los ingresos se generan, fundamentalmente por la comercialización de productos petrolíferos (gasolinas, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes...), petroquímicos (etilenos, propilenos, poliolefinas y productos intermedios), gas (gas natural y GNL) y electricidad.

Este epígrafe incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe 6.295 de millones de euros en 2018 y 6.310 millones de euros en 2017.

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

1. Los ingresos se reconocen en función del cumplimiento de las obligaciones de desempeño ante los clientes. Los ingresos de las actividades ordinarias representan la transferencia de bienes o servicios comprometidos a los clientes por un importe que refleja la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes y servicios. Se diferencian cinco pasos en el reconocimiento de los ingresos: i) Identificar el/los contrato del cliente, ii) Identificar las obligaciones de desempeño, iii) Determinar del precio de la transacción, iv) Asignación del precio de la transacción a las distintas obligaciones de desempeño y v) Reconocimiento de ingresos según el cumplimiento de cada obligación.

2. Para más información véase el Anexo II.

19.2. Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y enajenaciones de activos

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

Millones de euros		
	2018	2017
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 14 y 20)	175	802
Beneficios por enajenación de activos	102	62
TOTAL	277	864

19.3. Otros ingresos de explotación

Este epígrafe incluye, entre otros, los ingresos reconocidos por la valoración de instrumentos derivados comerciales (ver Nota 9) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 14).

También incluye las subvenciones de explotación registradas como ingreso en los ejercicios 2018 y 2017 por importe de 20 y 23 millones de euros respectivamente.

19.4. Aprovisionamientos

El epígrafe “Aprovisionamientos” recoge los siguientes conceptos:

Millones de euros		
	2018	2017
Compras	38.481	30.420
Variación de existencias	(425)	(169)
TOTAL	38.056	30.251

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

19.5. Gastos de personal

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

Millones de euros		
	2018	2017 ⁽¹⁾
Remuneraciones y otros	1.456	1.481
Costes de seguridad social	418	411
TOTAL	1.874	1.892

(1) En 2017 el epígrafe “Remuneraciones y otros” incluía los gastos incurridos por reestructuración de plantillas correspondientes fundamentalmente al plan de despido colectivo en España (ver Nota 14), los ajustes por la reestructuración de plantilla en países y cambios en el equipo directivo.

19.6. Gastos de exploración

La distribución geográfica de los gastos reconocidos en la cuenta de resultados por la actividad exploratoria (ver Nota 2) es:

Millones de euros	2018	2017
Europa	213	136
América	143	236
África	146	54
Asia	108	34
Oceanía	17	87
TOTAL	627	547

Los gastos de exploración en 2018 y 2017 ascienden a 627 y 547 millones de euros, de los cuales 227 y 177 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones de inmovilizado" y 298 y 478 millones de euros en el epígrafe "Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado" en 2018 y 2017, respectivamente. Adicionalmente, en 2017 se reconocieron reversiones de deterioro por importe de 147 millones de euros en el epígrafe "Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado".

Para más información véase la Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (información no auditada) en (www.repsol.com).

19.7. Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de activos

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

Millones de euros	2018	2017
Dotación por deterioro de activos (Notas 10.3, 17 y 20) ⁽¹⁾	1.241	901
Pérdidas por enajenación de activos	40	21
TOTAL	1.281	922

(1) Incluye la dotación por deterioro de riesgo de crédito de deudas comerciales y otras cuentas a cobrar y de otros activos no corrientes (300 millones de euros en 2018 principalmente por Venezuela, véase Nota 10.3 y 20.3).

19.8. Otros gastos de explotación

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

Millones de euros	2018	2017
Gastos de operadores ⁽¹⁾	605	538
Servicios de profesionales independientes	506	448
Arrendamientos operativos	307	313
Tributos	423	367
Reparación y conservación	271	300
Valoración de instrumentos derivados comerciales	126	112
Consumo de derechos de CO ₂ ⁽²⁾	116	69
Otros ⁽³⁾	1.342	1.134
TOTAL	3.696	3.281

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

(2) Ver Nota 31.2.

(3) Incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones (ver Nota 14).

Los gastos por arrendamientos operativos corresponden a un gran número de contratos, no siendo ninguno de los contratos individualmente considerados significativos, aunque se pueden destacar de manera conjunta los contratos por arrendamiento de estaciones de servicio (España, Portugal, Italia, Méjico y Perú), así como los de alquiler de terrenos e inmuebles, buques de transporte y plataformas de operación en *Upstream*. Véase la Nota 2.3 en relación a la nueva norma de arrendamientos aplicable en 2019.

Los pagos mínimos futuros por la cartera de arrendamientos de plazo superior a un año vigente a 31 de diciembre de 2018 asciende a 1.576 millones de euros (2019: 205 millones de euros, 2020: 203 millones de euros, 2021: 180 millones de euros, 2022: 156 millones de euros, 2023: 134 millones de euros y ejercicios siguientes: 698 millones de euros).

20. Deterioro de activos

20.1. Test de deterioro de los activos

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

a) Senda de precios:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes
Brent (\$/ barril)	65	70	75	81	86	89	92	94	97	100	103	106	+2%
WTI	60	65	70	76	81	84	87	89	92	95	98	101	+Brent -5\$/bbl
HH (\$/ Mbtu)	3,3	3,5	3,5	3,6	4,0	4,3	4,7	5,0	5,3	5,4	5,6	5,9	+2%

b) Tasas de descuento¹:

	2018	2017
UPSTREAM⁽¹⁾		
Latinoamérica-Caribe	7,7% - 37,6%	7,8% - 30%
Europa, África y Brasil	6,9% - 11,8%	7,1% - 12%
Norteamérica	8,2% - 8,3%	8,3% - 8,4%
Asia y Rusia	8,2% - 10,7%	8,3% - 11,2%
DOWNSTREAM⁽²⁾	3,7% - 9,3%	4,2% - 9,3%

(1) Tasas de descuento en dólares.

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

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

– El tipo de interés libre de riesgo para los flujos en dólares se corresponde con el del bono soberano de EEUU a 10 años y para los flujos en euros con el del bono soberano de Alemania a 10 años;

– En cuanto al riesgo-país se utilizan i) cotizaciones de mercado, tales como el diferencial de los bonos soberanos en euros o dólares americanos con respecto a la deuda emitida por Alemania (euros) o EE.UU. (USD) respectivamente, ii) estimaciones de riesgo-país contenidas en el EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) publicado por JP Morgan, y iii) estimaciones de riesgo-país publicada por tres proveedores externos -*Country Risk Rating (IHS Global Insight)*, *International Country Risk Guide (PRS Group)* y *Business Monitor (Fitch Group)*-, todo ello ajustado por los riesgos específicos del negocio;

– Se utiliza una prima de riesgo de crédito diferente en función de la divisa (EUR y USD); y

– Respecto de las betas o primas de riesgo de negocio, se calculan de forma específica a partir de series históricas a 5 años de compañías comparables, para los negocios de Upstream, Refino y Marketing, Química, GLP y Gas & Power.

En 2018 respecto a 2017 no ha habido variaciones significativas en el riesgo-país ni en el riesgo propio de negocio, excepto en Venezuela.

En 2018 se han reconocido dotaciones, netas de reversiones, por deterioro de valor de activos por importe de -827 millones de euros¹ (-296 millones de euros en 2017²), los cuales se corresponden principalmente con (i) inmovilizado intangible (-96 millones de euros, véase Nota 11); (ii) inmovilizado material y provisión por contratos onerosos (-490 millones de euros, véase Notas 12 y 14) y (iii) inversiones contabilizadas por el método de la participación (-241 millones de euros, véase Nota 13).

Activos Upstream

En el segmento *Upstream* se han registrado deterioros netos de valor de sus activos por importe de 793 millones de euros principalmente en:

- Norteamérica (-479 millones de euros): deterioros de valor en activos de Norteamérica fundamentalmente como consecuencia de los menores volúmenes por la menor actividad y los menores precios previstos del gas.
- Latinoamérica (-146 millones de euros): deterioros de valor en activos de Venezuela (-205 millones de euros) debido al aumento del riesgo y la tasa de descuento (37,6% versus 30% en 2017) y a la revisión de los planes de negocio de los activos; parcialmente compensados por la reversión de deterioros en activos de Colombia (107 millones de euros) por la mejora de volúmenes y la evolución favorable de los planes de negocio.
- Asia y Rusia (-128 millones de euros): principalmente deterioros de valor en activos en el Sudeste asiático (-82 millones de euros) por retrasos en proyectos de desarrollo de bloques exploratorios.

El valor recuperable de los activos anteriores asciende a 11.476 millones de euros.

En 2017 se registraron deterioros netos por importe de -293 millones de euros, principalmente en Norteamérica +127 millones de euros (por el aumento de los volúmenes de producción previstos en Canadá y EE.UU. y Latinoamérica -297 millones de euros (por el incremento de las tasas de descuento en Venezuela como consecuencia de la evolución de los indicadores de riesgo país).

Activos Downstream

A pesar de la variación en las hipótesis de precios de la materia prima, de la energía y de los derechos de CO₂, en 2018, al igual que en 2017, no se han registrado deterioros significativos en el segmento.

20.2. Sensibilidades

Las variaciones en las curvas de precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas afectarían al importe del deterioro del valor de los activos del Grupo Repsol. Las principales sensibilidades a esas variaciones, sin tener en cuenta ni el reequilibrio de otras variables relacionadas ni las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones, se indican a continuación:

Millones de euros	Incremento (+) / descenso (-)	Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precios del crudo y gas	+10%	639	610
	-10%	(1.049)	(949)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(310)	(269)
	-100 p.b.	332	276

1. Adicionalmente, en el epígrafe "Dotación de provisiones por deterioro y enajenación de activos" se incluyen provisiones de bonos, G&G y sondeos exploratorios por importe de 164 millones de euros en 2018 (167 millones en 2017), asociados a contratos para los que no existe a la fecha ningún proyecto viable desde un punto de vista técnico o económico.

2. En 2017 corresponde principalmente a inmovilizado intangible (-73 millones de euros), inmovilizado material y provisión de contratos onerosos (+134 millones de euros) y a inversiones contabilizadas por el método de la participación (-357 millones de euros).

20.3. Riesgos Geopolíticos¹

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

De acuerdo con las clasificaciones contenidas en el *Country Risk Rating* de IHS Global Insight y el *Country Risk Score* del *Economist Group*, los países en los que el Grupo Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico son Venezuela, Libia y Argelia. Por otro lado, en 2018, se añade Vietnam porque las actividades se han visto afectadas por el conflicto territorial en el mar del sur de China.

Venezuela:

La exposición patrimonial² total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2018 asciende a 456 millones de euros, que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a sus empresas filiales venezolanas^{3,4}, (ver nota 8). La exposición se ha reducido significativamente respecto a 31 de diciembre de 2017 (1.480 millones de euros), debido a los saneamientos reconocidos durante 2018 sobre los activos que el Grupo Repsol mantiene en el país.

Repsol está presente en Venezuela desde 1993 y actualmente tiene presencia en el país a través de su participación en: (i) empresas mixtas (E.M.) de crudo: 40% en E.M. Petroquiriquire, S.A. (bloques Quiriquire, Menegrande, Barúa Motatán, todos ellos con vigencia hasta 2031) y 11% en E.M. Petrocarabobo, S.A. (bloque Carabobo, con vigencia hasta 2035) y (ii) empresas licenciatarias de gas: 60% en Quiriquire Gas (vigencia hasta 2027) y 50% en Cardón IV, S.A. (vigencia hasta 2036). Todas estas inversiones se contabilizan por el método de la participación (ver Nota 13), siendo el dólar americano su moneda funcional, excepto en el caso de Quiriquire Gas, al ser el bolívar la moneda de referencia de sus ingresos y gastos operativos⁶. En 2018, la producción media de Repsol en Venezuela ha alcanzado los 62 miles de barriles equivalentes de petróleo día y sus reservas probadas a 31 de diciembre ascienden a 514 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La industria de hidrocarburos es muy importante para la economía venezolana, ya que supone el 25% del PIB y el 95% de las exportaciones⁷. La explotación de este sector de actividad en Venezuela se realiza en un marco de colaboración entre el sector público y las empresas extranjeras.

Venezuela tiene un sistema cambiario regulado, una economía en recesión que presenta altos niveles de inflación y que ha sufrido fuertes devaluaciones durante los últimos años y un sector petrolero con una elevada intervención y participación del sector público.

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

2. La exposición patrimonial corresponde a los activos netos consolidados expuestos a los riesgos propios de los países sobre los que se informa.

3. Repsol tiene otorgado un préstamo a Cardón IV con vencimientos anuales y que es prorrogable por los socios (Repsol y Eni) que se ha considerado parte de la inversión neta de esta sociedad.

4. Petroquiriquire, S.A., Repsol y PDVSA firmaron en octubre de 2016, varios acuerdos para reforzar la estructura financiera de la empresa mixta y permitir el desarrollo de su Plan de Negocios. Dichos acuerdos incluían (i) el otorgamiento por Repsol de una línea de crédito por importe de hasta 1.200 millones de dólares con una garantía de PDVSA, destinados al pago de dividendos pasados de Repsol, de inversiones de capital y de gastos operativos de Petroquiriquire; y (ii) el compromiso por parte de PDVSA de pagar la producción de hidrocarburos de la empresa mixta mediante la cesión a su favor de los pagos derivados de contratos de venta de crudo a *offtakers* o la realización de pagos directos en efectivo, y ello, en cuantía suficiente para que la empresa mixta pueda hacer frente a sus inversiones de capital y gastos operativos no cubiertos por la financiación de Repsol, al pago de los dividendos de Repsol generados cada ejercicio y a sus obligaciones derivadas del servicio de la deuda financiera con Repsol. La financiación otorgada por Repsol, así como los compromisos asumidos por PDVSA se rigen por la Ley del Estado de Nueva York y las disputas que pudieran surgir se someterán a arbitraje en París conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional. La disposición de la línea de financiación queda sujeta al cumplimiento por Petroquiriquire, S.A. y PDVSA, de determinadas condiciones suspensivas (*conditions precedent*) y sus términos recogen los *covenants*, así como los supuestos de incumplimiento y de aceleración o terminación anticipada habituales en este tipo de transacciones. Un incumplimiento por parte de PDVSA de sus obligaciones bajo la garantía, ante un impago de Petroquiriquire, podría legitimar a los acreedores y titulares de bonos de PDVSA a declarar un incumplimiento (*default*) y vencimiento anticipado (*acceleration*) del resto de su deuda financiera. Asimismo, el acuerdo incorpora otros elementos como un mecanismo de compensación de las deudas recíprocas entre Petroquiriquire, S.A. y PDVSA. A 31 de diciembre de 2018, la disposición de dicha línea de crédito asciende a 800 millones de dólares.

5. Extensible 15 años adicionales.

6. La inversión en Quiriquire Gas es nula, por lo que cualquier efecto derivado de la conversión del bolívar a euro no es significativo.

7. Estimado. Fuente: Organization of the Petroleum Exporting Countries (www.opec.org/opec).

- **Situación política y económica:** durante el periodo continúa la situación de inestabilidad política, la recesión económica (el PIB¹ se ha reducido un 18% en 2018) y la inflación² (1.698.488%³ en 2018 y se prevé 10.000.000% para 2019⁴) por lo que se ha prorrogado el Estado de Emergencia Económica. La producción petrolera se ha reducido significativamente en los últimos años.

En diciembre de 2017, como consecuencia de la falta de pago de los intereses de ciertos bonos, *Standard & Poors* colocó en *Default Selectivo* los bonos de Venezuela y PDVSA, calificación que también han otorgado el resto de agencias a lo largo de 2018. Por otro lado, la Asociación Internacional de Derivados Financieros (ISDA) declaró en noviembre de 2017 el incumplimiento de pago por parte de Venezuela, permitiendo activar el cobro de los derivados sobre coberturas de crédito (CDS). El Gobierno de Venezuela ha manifestado su intención de refinanciar y reestructurar la deuda externa venezolana, para cumplir con sus obligaciones de pago frente a acreedores. La principal fuente de financiación externa de Venezuela a lo largo de 2018 ha sido mediante acuerdos bilaterales con terceros países.

Ciertos cargos gubernamentales de Venezuela han sido objeto de sanciones internacionales por parte de EE.UU., la Unión Europea y Canadá, que incluyen la congelación de sus bienes, así como restricciones de viaje. Adicionalmente, EE.UU. y Canadá han dictado sanciones financieras contra el Gobierno de Venezuela, que pueden afectar a las capacidades financieras y comerciales del sector público. El 28 de enero de 2019, EE.UU. ha ampliado las sanciones contra PDVSA, prohibiendo a las “*US Persons*” operar con PDVSA y/o cualquiera de sus sociedades controladas (participación mayor o igual al 50%) y ordenándoles el bloqueo de sus activos. Aunque EE.UU. ha concedido ciertos plazos para facilitar la terminación ordenada de las operaciones mediante el otorgamiento de varias licencias generales, estas nuevas medidas han agravado la situación de inestabilidad.

En mayo de 2018 se celebraron elecciones presidenciales, en las que resultó reelegido Nicolás Maduro, para el periodo 2019-2025, cuya vigencia inició el 10 de enero de 2019. El 23 de enero de 2019, tuvo lugar el juramento por parte del presidente de la Asamblea Nacional, Juan Guaidó, como presidente interino de Venezuela.

- **Regulación y participación pública en el sector de Oil & Gas:** Repsol desarrolla su actividad a través de empresas mixtas, cuya constitución y condiciones para realizar sus actividades primarias requirieron la aprobación previa de la Asamblea Nacional. En el caso de las restantes compañías, tales como Cardón IV y Quiriquire Gas, sus Licencias son otorgadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Para más información en relación al régimen jurídico de las empresas mixtas y el marco regulatorio vigente en Venezuela, véase el Anexo III.
- **Sistema monetario:** Durante 2018 se han adoptado medidas económicas que modifican el régimen cambiario (ver Anexo III), destacando: (a) reconversión monetaria (la nueva moneda, denominada “bolívares soberanos”, equivale a 100.000 “bolívares fuertes” anteriores); (b) liberalización parcial del sistema cambiario para flexibilizar la compra y venta de divisas; y (c) lanzamiento de la criptomoneda “*Petro*”, que se prevé que funcione como moneda de intercambio y divisa convertible⁴. A pesar de estas medidas, durante 2018 se ha producido una devaluación muy significativa de la divisa venezolana frente al dólar norteamericano (2.182.304%)⁵. Estos cambios no han tenido impactos significativos en los estados financieros del Grupo.
- **Régimen fiscal:** El 7 de enero de 2019 se publicó el Decreto presidencial N° 35 que establece que los contribuyentes que realicen operaciones en moneda extranjera deberán determinar y pagar sus tributos en divisa extranjera (o criptodivisa), encontrándose pendiente el desarrollo reglamentario. La norma entra en vigor el 1 de enero de 2019 y afectaría a la determinación y pago de todos los tributos nacionales. El principal impacto en 2018 es la cancelación de activos por impuestos diferidos en las empresas valoradas por el método de la participación. En adelante, el Decreto podría simplificar la determinación del impuesto sobre beneficios y eliminar los impactos negativos en dicho impuesto, derivados de futuras devaluaciones.

1. Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

2. Desde 2016, el Banco Central de Venezuela no ha publicado oficialmente el dato de inflación acumulada.

3. Índice Nacional de Precios de la Asamblea Nacional (INPCAN).

4. Petro = 38.290,8 BsS.

5. Tipo de cambio SIMECA (anteriormente DICOM) a 31 de diciembre de 2018: 730 €/BsS.

El Grupo ha realizado una evaluación de la recuperabilidad de sus inversiones, así como del riesgo de crédito sobre las cuentas a cobrar a PDVSA. Como consecuencia de ello, el Grupo o sus participadas han reconocido provisiones por riesgos o deterioros reversibles de -1.159 millones de euros. De este importe se ha registrado en reservas -316 millones de euros como consecuencia de la provisión por riesgo de crédito derivada de la primera aplicación de la NIIF 9 (ver Nota 2.2.2). Adicionalmente, se han registrado -843 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias, como consecuencia principalmente de:

- La evolución de la situación del sector petrolero en Venezuela, el aumento de la tasa de descuento (37,6%; frente al 30% en 2017) y las modificaciones en los planes de explotación de los activos productivos de las entidades participadas en Venezuela (-205 millones de euros)¹.
- El retraso en el cobro de las ventas y el aumento del riesgo de crédito, afectando al valor de los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar a PDVSA (-630 millones de euros)².

En 2017 se registraron deterioros por importe de -716 millones de euros.

Libia

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2018 asciende a unos 348 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

Repsol está presente en Libia desde los años 70, cuando inició las actividades exploratorias en la Cuenca de Sirte. A 31 de diciembre de 2018 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales (con actividades en exploración, desarrollo y producción) y las reservas probadas ascienden a 84 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Como consecuencia de las condiciones de seguridad, durante el año 2018 se han producido paradas intermitentes de nuestra producción en Libia, siendo la más relevante la producida durante el mes de diciembre. La producción neta de petróleo crudo de Repsol en 2018 ha ascendido a 35,7 miles de barriles de petróleo al día (vs. 25,4 miles de barriles de petróleo al día durante el mismo periodo de 2017).

La incertidumbre sobre el futuro político de Libia y el menoscabo en la situación de seguridad siguen afectando a las perspectivas de su industria petrolera. Actualmente, el país ha recuperado parte de su producción de petróleo y sus exportaciones, pero la proliferación de milicias armadas, y la rivalidad entre los principales actores del diálogo político libio podría dar lugar a nuevos enfrentamientos y a bloqueos de yacimientos petrolíferos y terminales de exportación.

Argelia

La exposición patrimonial asciende a unos 837 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

Repsol cuenta en Argelia con un bloque de exploración (*S.E. Illizi*) y 3 bloques de producción/desarrollo (*Reggane Nord*, Bloque 405a (con las licencias MLN, EMK y *Ourhoud*) y *Tin Fouyé Tabankort* (TFT)).

La producción neta media en Argelia en 2018 alcanzó los 21,4 miles de barriles equivalentes de petróleo día (12,2 kboe en 2017) provenientes de los bloques *Reggane Nord*, 405 a y *Tin Fouyé Tabankort* (TFT).

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2018 ascienden a 45,4 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas en torno al 34% corresponden al proyecto de gas en producción de *Reggane*, que incluye seis campos (*Reggane*, *Kahlouche*, *Kahlouche Sud*, *Sali*, *Tiouliline*, y *Azrafil Sudest*) y que está situado en el Sahara argelino en la cuenca de *Reggane*. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%). La producción del proyecto de *Reggane* en 2018 ha ascendido a 7,3 miles de barriles equivalentes de petróleo día.

1. Reconocidos en el epígrafe de “*Resultados de inversiones contabilizadas por el método de la participación*” de la cuenta de pérdidas y ganancias.

2. Reconocidos en los epígrafes de “*Dotación de provisiones por deterioro y enajenaciones de activos*” (ver Nota 19.7) y “*Deterioro de instrumentos financieros*” (ver Nota 21) de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Aún siguen existiendo ciertos riesgos de seguridad debido a la actividad de grupos islamistas en el sur del país aunque se han ido reduciendo paulatinamente por la presencia de las fuerzas de seguridad.

Vietnam

Repsol posee en Vietnam derechos mineros sobre trece bloques, distribuidos en seis contratos de reparto de producción (PSC): uno en producción con un área neta de 152 km² (*Thang Long JOC*), uno en desarrollo con 1.236 km² (*Ca Rong Do*) y cuatro en exploración, con una superficie neta de 72.248 km² (entre ellos los bloques 135-136/03). La producción neta media en 2018 alcanzó los 6,5 miles de barriles equivalentes de petróleo día (5,2 miles de barriles equivalentes de petróleo día en 2017). Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2018 ascienden a 26,4 millones de barriles equivalentes de petróleo. El valor contable de los activos a 31 de diciembre de 2018 asciende a 990 millones de euros y existen compromisos adicionales relacionados con la inversión en esas áreas.

Durante el periodo, Repsol ha recibido instrucciones de *PetroVietnam* para que, por el momento, no continúe con la ejecución de las actividades programadas para el proyecto de desarrollo *Ca Rong Do* en el Bloque 07/03, ubicado en el mar del sur de China. Por otra parte, en julio de 2017, *PetroVietnam* instruyó a Repsol cesar las actividades de perforación CKN-1X en los Bloques exploratorios 135-136/03, también localizados en el mar del sur de China. El alcance de la suspensión de las actividades todavía no se ha determinado y el Grupo está trabajando con *PetroVietnam* para encontrar fórmulas de actuación que satisfagan los intereses de ambas partes y que permitan alcanzar una solución amigable a este conflicto. En cualquier caso, Repsol considera que tiene sólidos fundamentos legales para reclamar ser compensado por los perjuicios que se pudieran derivar de esta situación, así como buenas perspectivas de éxito, tanto en la reclamación como en la recuperación de los daños.

Brexit

En el referéndum celebrado el 23 de junio de 2016, el Reino Unido apoyó su salida de la Unión Europea. Después de que el Parlamento del Reino Unido rechazara el 15 de enero de 2019 la ratificación al acuerdo de salida alcanzado entre su Gobierno y el de la Unión Europea, ambos se encuentran actualmente inmersos en un nuevo proceso de negociación de los términos de esta salida. Las consecuencias derivadas del mismo, para cualquier escenario resultante, son todavía inciertas, tanto en el periodo de transición como en la salida definitiva, afectando, entre otros factores, al valor de la libra frente al euro y frente al dólar; el acceso al Mercado Único europeo, tanto en circulación de personas y bienes, como de servicios y capitales, o la valoración de las inversiones realizadas en el país. No obstante, en lo que se refiere a las actividades de extracción, transporte y comercialización de hidrocarburos, no se anticipan cambios sustanciales, toda vez que el Gobierno Británico ha mantenido la soberanía y el control sobre los aspectos clave con impacto sectorial como el proceso de licenciamiento de dominio minero y el marco fiscal en el que las compañías petroleras desarrollan sus actividades en el país. En este sentido, los mensajes trasladados al sector desde el inicio del proceso, incorporan un compromiso de estabilidad normativa.

La exposición del Grupo en Reino Unido se limita a su participación en Repsol Sinopec Resources UK Limited (RSRUK), cuya actividad se encuentra en una etapa madura, siendo su moneda funcional el dólar. Para más información, véase Nota 13.

21. Resultado financiero

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2018 y 2017 ha sido el siguiente:

Millones de euros		
	2018	2017
Ingresos financieros ⁽¹⁾	177	159
Gastos financieros	(407)	(447)
Intereses netos	(230)	(288)
Por tipo de interés	40	(14)
Por tipo de cambio	87	30
Otras posiciones	73	18
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros⁽²⁾	200	34
Diferencias de cambio⁽³⁾	467	151
Deterioro de instrumentos financieros⁽⁴⁾	(370)	(1)
Actualización financiera de provisiones	(94)	(126)
Intereses intercalarios ⁽⁵⁾	72	120
Arrendamiento financiero	(133)	(141)
Resultado por enajenación de instrumentos financieros ⁽⁶⁾	(10)	(13)
Otros	(75)	(48)
Otros ingresos y gastos financieros	(240)	(208)
RESULTADO FINANCIERO	(173)	(312)

(1) Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 177 millones de euros.

(2) Incluye los resultados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados (ver Nota 9). En "Otras posiciones" se incluye los resultados por liquidación de derivados sobre acciones en autocartera (ver Nota 7.2).

(3) Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera. La mejora respecto a 2017 se explica por las diferencias de cambio derivadas del impacto de la evolución del tipo de cambio del dólar en el periodo sobre instrumentos de financiación.

(4) En 2018 incluye fundamentalmente deterioros de la financiación otorgada a entidades contabilizadas por el método de la participación en Venezuela y otras cuentas a cobrar relacionadas (ver Nota 20.3).

(5) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros" y se capitalizan en el inmovilizado (en 2018: 54 millones en el inmovilizado material y 18 millones de euros en el inmovilizado intangible).

(6) En 2018 y 2017 se incluyen minusvalías generadas por la recompra de bonos de ROGCI por importe de -10 millones de euros (ver Nota 8.2).

22. Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación

El detalle del resultado, neto de impuestos, de las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación es:

Millones de euros	Resultado ⁽¹⁾	
	2018	2017 ⁽²⁾
Negocios conjuntos	985	693
Entidades asociadas	68	(63)
TOTAL	1.053	630

(1) Correspondiente a los resultados del periodo de operaciones continuadas. No incluye el "Otro resultado integral" por importe de 234 millones de euros en 2018 (230 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 4 millones de euros correspondientes a asociadas) y de -944 millones de euros en 2017 (-753 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y -191 millones de euros correspondientes a asociadas), derivadas fundamentalmente de diferencias de conversión.

(2) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las Cuentas anuales consolidadas de 2017 (ver Nota 2 "Bases de presentación") en relación a la venta de la participación en Naturgy.

En 2018 destaca la contribución de los negocios conjuntos en Reino Unido (*Repsol Sinopec Resources UK Ltd*) y en Brasil (*Repsol Sinopec Brasil*) por importe de 678 y 272 millones de euros, respectivamente. Para más información véase la Nota 13.

23. Impuestos

23.1. Impuesto sobre beneficios

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

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

a) En España

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

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/8o en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2018 es de 56, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Tras la adquisición de los negocios no regulados de Viesgo y de Valdesolar Hive, S.L., se incorporan al Grupo Repsol 4 nuevas sociedades, las cuales se integrarán en el Grupo Fiscal con efecto 1 de enero de 2019.

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

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

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas durante 2018 a un tipo general de gravamen del 25%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 30% y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En el resto de países

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

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

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

País	Tipo de Gravamen	País	Tipo de Gravamen
Argelia ⁽¹⁾	38%	Noruega	78%
Australia	30%	Países Bajos	25%
Bolivia	25%	Papúa Nueva Guinea	30%
Canadá ⁽²⁾	27%	Perú	29,5%
Colombia	37%	Portugal	22,5% - 31,5%
Ecuador	22%	Reino Unido	40%
Estados Unidos ⁽³⁾	21%	Singapur	17%
Indonesia	32,5% - 48%	Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Libia	65%	Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Malasia	38%	Vietnam	32% - 50%

(1) Más el impuesto sobre beneficios excepcionales (TPE)

(2) Tipo federal y provincial

(3) Tipo federal aplicable para el ejercicio 2018 (no incluye tipos estatales).

En diciembre de 2017 se aprobó en EE.UU. una importante reforma del impuesto sobre beneficios con efectos 1 de enero de 2018, en la que destaca la rebaja del tipo impositivo federal del 35% al 21%. La reforma ha tenido un impacto neto positivo para el Grupo, al mejorar el valor de sus activos. No obstante, supuso la revaluación al cierre del ejercicio 2017 de los créditos fiscales y activos netos por impuesto diferido conforme al nuevo tipo de gravamen (impacto negativo de 406 millones de euros).

Durante 2018, Colombia ha aprobado una reforma fiscal que prevé una reducción progresiva tipos de gravamen IS (al 37% en 2018 y al 33% en 2019). El impacto positivo por revaluación de los créditos fiscales y activos netos por impuesto diferido al nuevo tipo impositivo en 2018 asciende a 8 millones de euros.

23.2. Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2018 y 2017 es el siguiente:

Millones de euros		
	2018	2017
Impuesto corriente del ejercicio	(1.028)	(657)
Ajustes al impuesto corriente ⁽¹⁾	(178)	33
Impuesto sobre beneficios corriente (a)	(1.206)	(624)
Impuesto diferido del ejercicio	(135)	180
Ajustes al impuesto diferido ⁽²⁾	(45)	(776)
Impuesto sobre beneficios diferido (b)	(180)	(596)
(Ingreso)/ Gasto por impuesto sobre beneficios (a+b)	(1.386)	(1.220)

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

(2) En 2017 corresponde principalmente al impacto de la reforma fiscal en EE.UU que, al bajar los tipos de gravamen, provoca una devaluación de los créditos fiscales pendientes de aplicar y de los activos netos por impuestos diferidos.

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

Millones de euros		
	2018	2017
Resultado antes de impuestos	3.333	3.107
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación – neto de impuestos	(1.053)	(630)
Resultado antes de impuestos y del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	2.280	2.477
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España	25%	25%
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	(570)	(619)
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al general español	(543)	(258)
Mecanismos para evitar la doble imposición ⁽¹⁾	78	36
Gastos no deducibles ⁽²⁾	(173)	(14)
Deducciones fiscales ⁽³⁾	38	140
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	(33)	(89)
Revaluación impuestos diferidos ⁽⁴⁾	112	(129)
Provisiones por riesgos fiscales	(214)	(276)
Otros conceptos	(81)	(11)
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios	(1.386)	(1.220)

(1) Incluye mecanismos para evitar la doble imposición, tanto internacional como interna, ya sean exenciones, bonificaciones o deducciones en cuota.

(2) Corresponde fundamentalmente a provisiones no deducibles fiscalmente (en 2018 destacan aquellas por riesgo de crédito de los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar a PDVSA, véase Nota 20.3).

(3) Corresponde principalmente a deducciones en España por capitalización, I+D+i y otras.

(4) Incluye la revaluación de impuestos diferidos por modificaciones en tipo de gravamen (-406 millones de euros en 2017), tipo de cambio (-16 millones de euros en 2018 y +23 millones de euros en 2017) y nuevas expectativas de aprovechamiento futuro de créditos fiscales, fundamentalmente por pérdidas de ejercicios anteriores (128 millones de euros en 2018 y 254 millones de euros en 2017).

23.3. Impuestos diferidos

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

Millones de euros		
	2018	2017
Por pérdidas, deducciones y similares	3.671	3.809
Diferencias de amortizaciones	(2.688)	(2.585)
Provisiones por desmantelamiento de campos	712	836
Provisiones para el personal y otras	593	416
Otros impuestos diferidos	575	530
Total impuesto diferido	2.863	3.006

A continuación, se desglosa el movimiento de impuestos diferidos:

Millones de euros		
	2018	2017
Saldo al inicio del ejercicio	3.006	3.367
Impacto de nuevas normas (Nota 2.2.2)	91	-
Saldo inicial ajustado	3.097	3.367
Cargo (abono) cuenta de resultados	(190)	(403)
Cargo (abono) en patrimonio neto	20	(1)
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	39	(99)
Otros	(103)	142
Saldo al cierre del ejercicio	2.863	3.006

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

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la construcción de hipótesis para analizar la existencia de suficientes ganancias fiscales que permitan compensar dichas pérdidas fiscales a partir de la metodología establecida para verificar la existencia de indicios de deterioro en sus activos (ver Nota 3); (ii) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con el plan estratégico del Grupo (iii) el periodo y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

Los activos fiscales correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 3.671 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de Euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España	1.399	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	1.401	20 años	En su mayoría, en 10 años
Canadá	507	20 años	En menos de 10 años
Noruega	40	Sin límite temporal	En su mayoría, en 10 años
Resto	324	-	-
Total	3.671		

Asimismo, el Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2018 y 2017 que ascienden a 3.390 y 3.550 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 94 y 108 millones de euros al cierre de 2018 y 2017 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en las NIIF para aplicar la excepción de registro.

23.4. Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

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

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

País	Ejercicios abiertos a inspección	País	Ejercicios abiertos a inspección
Argelia	2014 – 2018	Malasia	2014 – 2018
Australia	2014 – 2018	Noruega	2016 – 2018
Bolivia	2013 – 2018	Países Bajos	2017 – 2018
Canadá	2013 – 2018	Papúa Nueva Guinea	2015 – 2018
Colombia	2013 – 2018	Perú	2014 – 2018
Ecuador	2015 – 2018	Portugal	2015 – 2018
España	2015 – 2018	Reino Unido	2012 – 2018
Estados Unidos	2015 – 2018	Singapur	2014 – 2018
Indonesia	2013 – 2018	Trinidad y Tobago	2014 – 2018
Libia	2011 – 2018	Venezuela	2012 – 2018

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa con las autoridades de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles con el objeto de llegar a una solución no litigiosa. No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en éste se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo que han dado lugar a situaciones litigiosas y que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

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

El criterio general del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación (ver Nota 3) de la cuantía necesaria para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración su experiencia. A 31 de diciembre de 2018 el Grupo tiene registradas en el balance consolidado del Grupo, provisiones para cubrir los riesgos asociados a litigios y otras contingencias fiscales por importe de 1.390 millones de euros (1.415 millones de euros a 31 de diciembre de 2017) que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos (ver Nota 14). A 31 de diciembre los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. ha aplicado el régimen previsto en la Ley de Regularización Tributaria (Ley 1.105/2018) y desistido de los pleitos pendientes de resolución en aplicación de la misma, poniendo fin a las controversias existentes en materia fiscal, sin impactos relevantes en los estados financieros del Grupo.

YPFB Andina, S.A. mantiene un único litigio contra un acto administrativo que, fundamentalmente, niega la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas antes de la nacionalización del sector petrolero. Este litigio se encuentra actualmente pendiente de sentencia en primera instancia. La Compañía considera que su posición está expresamente refrendada en la Ley 4.115, de 26 de septiembre de 2009.

Brasil

Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BMS 7, BMES 21 y BMS 9 (en los que Repsol participa en un 10%, 37%, 11% y 25%, respectivamente) recibió actas por varios impuestos (IRRF, CIDE y PIS/COFINS) y por los ejercicios 2008 a 2012, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques. Todas las actas han sido recurridas y se encuentran bien en vía administrativa (2009-2012) o segunda instancia judicial (2008).

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil, S.A. recibió notificación de actas por los mismos conceptos e impuestos (ejercicios 2009 y 2011), en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados, utilizados en los bloques BMS 48, BMS 55, BMES 29 y BMC 33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. Las actas se encuentran recurridas en instancias administrativas federales. La Compañía considera que su actuación es conforme a Derecho y se ajusta a la práctica generalizada del sector.

En relación a estos litigios, la compañía ha reducido la cuantía en litigio en lo relativo al IRRF, en un 97%, al acogerse a un programa habilitado por la Ley 13.586/17, que posibilitó dicha reducción mediante la aplicación retroactiva de los porcentajes de determinación de precios (*split*) que recogía la Ley 13.043/2014 y mediante el desistimiento de los litigios en curso, sin que resulten aplicables sanciones.

Canadá

La Administración fiscal canadiense ("Canada Revenue Agency", CRA) efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades de Repsol Oil&Gas Canadá Inc. (antiguo Grupo Talisman, adquirido por Repsol en 2015) residentes en Canadá. Se han concluido en conformidad las actuaciones inspectoras de los ejercicios 2010 a 2012, sin impactos relevantes en los estados financieros del Grupo. Actualmente está siendo objeto de inspección el Impuesto sobre sociedades del ejercicio 2013-2015.

Ecuador

Repsol Ecuador, S.A. Sucursal en Ecuador, titular del 35% de la participación en el Consorcio Petrolero Bloque 16, y la compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A. (OCP), entidad participada por Repsol OCP de Ecuador, S.A. en un 29,66% han aplicado el régimen de remisión previsto en la Ley Orgánica para el Fomento Productivo, Atracción de Inversiones, Generación de Empleo y Estabilidad y Equilibrio Fiscal (Oficio No. SAN-2018-1358) y desistido de todos los pleitos pendientes de resolución, poniendo fin a las controversias existentes en materia fiscal (ver Nota 14).

España

Actualmente continúan abiertos procedimientos relativos a los siguientes ejercicios del Impuesto sobre Sociedades.

- Ejercicios 2006 a 2009. Los asuntos discutidos se refieren principalmente a precios de transferencia, deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por inversiones, la mayoría como consecuencia de cambios de criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. En relación con los ajustes de precios de transferencia, las liquidaciones han sido anuladas como consecuencia de la resolución de un conflicto por la Junta Arbitral del Concierto Económico con el País Vasco y la resolución de un procedimiento amistoso con EEUU; por ello la Inspección debe dictar nuevas liquidaciones aplicando los criterios ya aceptados en ejercicios posteriores por la Administración y el contribuyente. En relación con los otros asuntos, el Tribunal Económico Administrativo Central estimó parcialmente el recurso de la compañía y se ha recurrido ante la Audiencia Nacional por los aspectos no estimados.
- Ejercicios 2010-2013. Las actuaciones concluyeron en 2017 sin la imposición de sanción alguna y, en su mayor parte, mediante actas de conformidad o con acuerdo de las que no se han derivado pasivos significativos para el Grupo. No obstante, en relación con dos asuntos (deducibilidad de intereses de demora tributarios y cómputo de pérdidas por actividades empresariales en el extranjero) la resolución administrativa ha sido objeto de reclamación, por entender la Compañía que su actuación ha sido ajustada a Derecho.
- Ejercicios 2014-2016. La inspección se inició en agosto de 2017 y actualmente sigue en curso.

La Compañía entiende que toda su actuación ha sido conforme a Derecho y no espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo como consecuencia de los anteriores procedimientos.

Indonesia

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

Malasia

Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd. y Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd., filiales del Grupo con actividad en Malasia, recibieron una notificación de la *Inland Revenue Board* (IRB) por los ejercicios 2007, 2008 y 2011 en la que se cuestiona principalmente la deducibilidad de determinados gastos. Las actuaciones mencionadas han concluido con un acuerdo de conciliación ratificado por la corte fiscal, por el que las filiales de Repsol recibirían la devolución de impuestos inicialmente liquidados por la IRB.

24. Resultado de operaciones interrumpidas

El “*Resultado de operaciones interrumpidas*” neto de impuestos incluye los resultados de la transmisión de la participación en Naturgy (344 millones de euros), así como los resultados generados por dicha participación hasta el 22 de febrero de 2018, fecha en la que se reclasificó como mantenido para la venta, por importe de 68 millones de euros (274 millones de euros en 2017).

25. Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2018	2017
Resultado atribuido a la sociedad dominante ⁽¹⁾ (millones de euros)	2.341	2.121
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(29)	(29)
Número medio ponderado de acciones en circulación ⁽²⁾ (millones de acciones)	1.593	1.622
BPA básico y diluido (euros/acción)	1,45	1,29

(1) En 2018 y 2017 incluye el resultado atribuido a la sociedad dominante correspondiente a operaciones interrumpidas por importe de 412 y 274 millones de euros, equivalente a un BPA de 0,26 y 0,17 euros por acción, respectivamente.

(2) El capital social registrado en circulación a 31 de diciembre de 2017 ascendía a 1.527.396.053 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del beneficio por acción a dicha fecha 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 2.2.3).

Otra información

27. Compromisos y garantías

27.1. Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2018, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Millones de euros

	2019	2020	2021	2022	2023	Ejercicios posteriores	TOTAL
Compromisos de compra	4.280	1.202	922	852	893	12.658	20.807
Crudo y otros ⁽¹⁾⁽³⁾	3.318	318	266	274	283	3.099	7.558
Gas natural ⁽²⁾⁽³⁾	962	884	656	578	610	9.559	13.249
Compromisos de inversión⁽⁴⁾	1.112	513	297	86	69	166	2.243
Prestación de servicios⁽⁵⁾	482	363	286	191	135	992	2.449
Compromisos de transporte⁽⁶⁾	208	215	186	170	168	391	1.338
TOTAL	6.082	2.293	1.691	1.299	1.265	14.207	26.837

Nota: Los compromisos consisten en obligaciones incondicionales futuras (no cancelables o, si lo son, sólo bajo determinadas circunstancias) por acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados con las mejores estimaciones de Repsol, utilizando en caso de no estar fijados contractualmente, precios y otras variables consideradas en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 3 y 20). En relación a los compromisos de arrendamiento operativo, véase Nota 19.8.

(1) Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el Grupo Pemex (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual), con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento 2020) y con Overseas Petroleum and Investment Corporation (vencimiento en 2019).

(2) Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado en Norteamérica adquiridos por dos contratos firmados en 2013. Todos estos contratos califican contablemente de uso propio.

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

Compromisos de compra	Unidad de medida	2019	2020	2021	2022	2023	Ejercicios posteriores	TOTAL
Crudo	kbbbl	42.237	209	202	190	190	909	43.937
Gas natural								
Gas natural	Tbtu	73	54	53	45	45	66	336
Gas natural licuado	Tbtu	81	82	59	42	45	1.052	1.361

No incluye el contrato de suministro de aproximadamente un millón de toneladas anuales de gas natural licuado (GNL) alcanzado con la compañía norteamericana Venture Global LNG (ver Nota 32).

(4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Argelia, Vietnam, Noruega, Bolivia, Malasia e Indonesia por importe de 462, 454, 389, 188, 161 y 108 millones de euros, respectivamente.

(5) Incluye principalmente los servicios por el procesamiento de gas en Canadá por importe de 922 millones de euros y los asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Upstream por importe de 670 millones de euros.

(6) Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica, Perú y Colombia por importe aproximado de 1.190 millones de euros.

27.2. Garantías

A 31 de diciembre de 2018 las garantías por obligaciones con terceros ajenos al Grupo o con compañías cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (negocios conjuntos y asociadas) más significativas son:

- Por el alquiler de 3 plataformas flotantes de producción para el desarrollo del campo BMS 9 en Brasil, el Grupo ha emitido las siguientes garantías:
 - Una por 554 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB (ver Nota 13) en Guará B.V., por la que Repsol dispone de una contragarantía de China Petrochemical Corporation por el 40% de participación de ésta en RSB.
 - Dos adicionales, de 489 millones y 457 millones de dólares, correspondientes al 15% de participación indirecta del Grupo en Guará B.V.

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

- Por el 51% de las garantías por desmantelamiento de RSRUK en el Mar del Norte, por importe de 631 millones de libras.
- Para cubrir el riesgo de confiscación, expropiación, nacionalización, o cualquier limitación al uso de la unidad de perforación atribuible al Gobierno de Venezuela o a actos de insurrección o terrorismo, por importe de 90 millones de dólares, otorgada, por el 50% de participación en Cardón IV¹.
- Para cubrir la construcción, abandono, riesgos medioambientales y operativos de un oleoducto en Ecuador por importe de 30 millones de dólares, otorgada por el 29,66% de participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A.

Adicionalmente, en línea con la práctica general de la industria, el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar por obligaciones surgidas en el curso ordinario, así como por las eventuales responsabilidades, de sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental² y aquellas otorgadas en la venta de activos³.

Las garantías anteriormente desglosadas no pueden considerarse como una salida cierta de recursos frente a terceros, ya que la mayoría de ellos llegarán a su vencimiento sin que se materialice ninguna obligación de pago. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, la probabilidad de que se produzca un incumplimiento que suponga responder de los compromisos asumidos con impacto significativo es remota.

1. Adicionalmente en Venezuela, Repsol ha emitido una garantía indeterminada otorgada a favor de Cardón IV para cubrir el compromiso de suministro de gas hasta 2036 a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). En sentido contrario PDVSA ha otorgado una garantía a Cardón IV que cubre los derechos de cobro por el compromiso de suministro. También el Grupo ha otorgado una garantía a favor de la República de Venezuela para cubrir las obligaciones contraídas en el desarrollo de activos de gas en el país.

2. Las garantías otorgadas en el curso ordinario de la actividad garantizada corresponden a un número limitado de garantías por importe de 24 millones de euros. Las de naturaleza medioambiental se formalizan en el curso normal de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, siendo remota la probabilidad de ocurrencia de las eventualidades cubiertas y sus cuantías no determinables.

3. Las garantías vivas por ventas de activos, otorgadas conforme a la práctica general de la industria, son poco significativas. Destacan aquellas otorgadas en la venta de activos de GNL a Shell en 2015.

28. Información sobre operaciones con partes vinculadas

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

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

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

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 de diciembre de 2018 ⁽¹⁾
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	8,03
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	2,43

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2018 provenientes de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

(1) Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 7.1 Capital social.

(2) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Securities, S.A., Sacyr Investments S.A. y Sacyr Investments II, S.A.

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

b) Administradores y directivos: entendiéndose como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo, que tienen consideración de “*personal directivo*” a efectos de este apartado (ver Nota 30.4).

c) Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 13).

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

Millones de euros	2018				2017			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del Grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del Grupo	Total
GASTOS E INGRESOS								
Gastos financieros	7	-	90	97	7	-	75	82
Arrendamientos	1	-	1	2	1	-	1	2
Recepciones de servicios	20	-	87	107	19	-	138	157
Compra de bienes ⁽²⁾	-	-	1.453	1.453	-	-	1.389	1.389
Otros gastos ⁽³⁾	7	-	739	746	13	-	512	525
TOTAL GASTOS	35	-	2.370	2.405	40	-	2.115	2.155
Ingresos financieros	4	-	162	166	8	-	156	164
Prestación de servicios	6	-	1	7	8	-	1	9
Venta de bienes ⁽⁴⁾	180	-	575	755	156	-	685	841
Otros ingresos	1	-	66	67	1	-	64	65
TOTAL INGRESOS	191	-	804	995	173	-	906	1.079

Millones de euros	2018				2017			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del Grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del Grupo	Total
OTRAS TRANSACCIONES								
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	-	-	302	302	-	-	296	296
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestario) ⁽⁵⁾	-	-	1.082	1.082	-	-	724	724
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	44	-	669	713	8	-	668	676
Garantías y avales recibidos	7	-	-	7	-	-	-	-
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	30	-	-	30	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	92	-	-	92	174	-	-	174
Otras operaciones ⁽⁹⁾	135	-	1.906	2.041	1.334	-	1.541	2.875

Millones de euros	2018				2017			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del Grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del Grupo	Total
SALDOS A CIERRE DEL PERIODO								
Clientes y Deudores comerciales	2	-	181	183	1	-	358	359
Préstamos y créditos concedidos	-	-	1.096	1.096	-	-	1.871	1.871
Otros derechos de cobro	-	-	1	1	-	-	-	-
TOTAL SALDOS DEUDORES	2	-	1.278	1.280	1	-	2.229	2.230
Proveedores y Acreedores comerciales	9	-	93	102	8	-	336	344
Préstamos y créditos recibidos	-	-	3.442	3.442	-	-	2.860	2.860
Otras obligaciones de pago ⁽¹⁰⁾	47	-	1	48	82	-	1	83
TOTAL SALDOS ACREEDORES	56	-	3.536	3.592	90	-	3.197	3.287

Nota: Las tablas correspondientes a 2017 Incluyen las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas anuales consolidadas 2017 para adaptarse a los modelos de la circular 3/2018 de la CNMV. En 2018 las tablas de Gastos e Ingresos y Otras transacciones, incluyen las transacciones con el grupo Naturgy hasta el 18 de mayo (ver Nota 1.4) y con CaixaBank hasta el 20 de septiembre, fecha del anuncio del acuerdo adoptado por su Consejo de Administración de vender su participación accionarial en Repsol y la renuncia de sus consejeros dominicales.

(1) Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 30 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.

(2) En 2018 la columna “Personas, sociedades o entidades del Grupo” incluye, fundamentalmente, compras de productos con Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe de 875 y 395 millones de euros en 2018, respectivamente (822 y 166 millones de euros en 2017).

(3) Incluye principalmente suministros y dotaciones por riesgos de crédito de cuentas a cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 10.3 y 20.3). No incluye los impactos de primera aplicación de NIIF 9 en los negocios conjuntos en Venezuela reconocido en “Patrimonio Neto” (ver Nota 2.2.2).

(4) En 2018 y 2017 la columna “Accionistas significativos” incluye fundamentalmente las ventas de crudo al grupo Temasek. En 2018 y 2017 la columna “Personas, sociedades o entidades del Grupo” incluye, principalmente, ventas de producto a Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y Grupo Dynasol por importe en 2018 de 252 y 119 millones de euros y en 2017 de 187 y 148 millones de euros, respectivamente, así como las ventas al grupo Naturgy.

(5) Incluye los préstamos concedidos y nuevas disposiciones de las líneas de crédito en el periodo, así como las aportaciones de capital a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación.

(6) Incluye fundamentalmente las garantías concedidas a los negocios conjuntos en Reino Unido, emitidas en el curso normal de las operaciones para cubrir las obligaciones de desmantelamiento de plataformas *offshore* en el mar del Norte.

(7) Corresponde a los compromisos de compras, inversión o gasto adquiridos en el periodo (ver Nota 27).

(8) Incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2018 (y en la tabla 2017: enero y julio 2017), en el marco del programa de retribución a los accionistas “Repsol Dividendo Flexible” (ver Nota 7.3).

(9) En 2017 “Accionistas significativos” incluía fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 852 millones de euros con CaixaBank. En 2018 y 2017 “Personas, sociedades o entidades del Grupo” incluye fundamentalmente las cancelaciones de garantías concedidas a los negocios conjuntos en Reino Unido y de los acuerdos de financiación.

(10) En 2018 y 2017 “Accionistas significativos” incluye los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerradas en enero de 2019 y 2018. Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre.

29. Obligaciones con el personal

29.1. Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de modalidad mixta adaptados a la legislación vigente. En concreto, se trata de planes de pensiones de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente y fallecimiento. En el caso de las contingencias de invalidez permanente y fallecimiento, los planes de pensiones tienen contratadas pólizas de seguro con una entidad externa. Adicionalmente, fuera de España, algunas sociedades del Grupo disponen de planes de pensiones de aportación definida para sus empleados.

El coste anual cargado en la cuenta de "Gastos de personal" de la cuenta de pérdidas y ganancias en relación con los planes de aportación definida ha ascendido a 56 millones de euros en 2018 y 54 millones de euros en 2017.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado "Plan de Previsión de Directivos", que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario base de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada.

El coste por este plan, registrado en el epígrafe "Gastos de personal" de la cuenta de pérdidas y ganancias, en los ejercicios 2018 y 2017 ha ascendido a 12,0 y 13,5 millones de euros, respectivamente.

29.2. Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de pérdidas y ganancias en 2018 y 2017 ha sido de 5 y 2 millones de euros, respectivamente, y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2018 y 2017 a 64 y 70 millones de euros, respectivamente (ver Nota 14).

29.3. Programa de incentivo a largo plazo

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

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los Programas de Incentivo a Largo Plazo de 2015-2018, 2016-2019, 2017-2020 y 2018-2021. El Programa 2014-2017 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2017 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2018.

Los cuatro Programas de Incentivo a Largo Plazo vigentes, son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. El cumplimiento de los respectivos objetivos ligados a cada programa da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción del incentivo en el primer cuatrimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En caso de que corresponda la percepción del incentivo, a la cantidad que se determina en el momento de concesión del incentivo a largo plazo, se le aplica un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos y un segundo coeficiente variable, vinculado a la media aritmética de la evaluación individual de desempeño obtenida por el beneficiario en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, calculada como el porcentaje de retribución variable anual individual obtenida con respecto al 100% del target establecido.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, salvo, por lo que se refiere a los Consejeros Ejecutivos, a quienes, conforme al acuerdo aprobado por la Junta General de accionistas el 19 de mayo de 2017 bajo el punto 19º del Orden del Día, se les abona parcialmente en acciones -el 30%- el importe correspondiente a los Programas de Incentivo a Largo Plazo 2014-2017, 2015-2018, 2016-2019, 2017-2020 y 2018-2021. Los Programas 2016-2019, 2017-2020 y 2018-2021 incluyen objetivos referenciados a la evolución del valor de la acción de Repsol.

El importe correspondiente al Incentivo a Largo Plazo 2015-2018 se abonará a los Consejeros Ejecutivos en una proporción de 70% en efectivo y el 30% restante en acciones de la Sociedad, de forma que D. Josu Jon Imaz percibirá 1.098.339 euros en metálico y 14.330 acciones de la Sociedad equivalentes a un importe de 217.041 euros y D. Luis Suárez de Lezo Mantilla percibirá 706.197 euros en metálico y 9.214 acciones de la Sociedad equivalentes a un importe de 139.554 euros.

Según lo acordado por la Junta General de accionistas de 19 de mayo de 2017, el número final de acciones que los Consejeros Ejecutivos recibirán se calcula teniendo en cuenta: (i) el importe que efectivamente les corresponde abonar tras aplicar los impuestos (o retenciones) que correspondan; y (ii) la media ponderada por volumen diario de las cotizaciones medias ponderadas de la acción de Repsol correspondientes a las quince sesiones bursátiles anteriores al viernes, exclusive, de la semana previa a la fecha en que por el Consejo de Administración se acuerde el abono del Incentivo a Largo Plazo para los Consejeros Ejecutivos correspondiente a cada uno de los Planes.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias de los ejercicios 2018 y 2017 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 31 y 23 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2018 y 2017, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 70 y 57 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

29.4. Planes de Compra de Acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo y de Adquisición de Acciones

i.) "Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo"

Este Plan permite a sus beneficiarios invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo a largo plazo que perciban y tiene como finalidad fomentar el alineamiento de sus beneficiarios (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los miembros del Comité Ejecutivo) con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. En el caso de que el beneficiario mantenga las acciones adquiridas durante un periodo de tres años desde la inversión inicial y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregaría una acción adicional por cada tres adquiridas inicialmente.

Adicionalmente, para aquellos beneficiarios que tengan la consideración de Alta Dirección, entendiéndose como tales a los Consejeros Ejecutivos y a los restantes miembros del Comité Ejecutivo, se establece un requisito adicional de desempeño (performance) para la entrega de las Acciones Adicionales, consistente en alcanzar un nivel de cumplimiento global de los objetivos establecidos en el Programa de Incentivo a Largo Plazo cerrado en el ejercicio inmediatamente precedente a la fecha de entrega de las acciones, igual o superior al 75%.

A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas, se encuentran vigentes los ciclos sexto, séptimo y octavo (2016-2019, 2017-2020 y 2018-2021) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº participaciones	Inversión inicial total (nº de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso Max de entrega de acciones
Sexto ciclo (2016-2019)	132	160.963	11,378	53.604
Séptimo ciclo (2017-2020)	153	135.047	14,9955	44.964
Octavo ciclo (2018-2021) ⁽¹⁾	158	150.476	16,3021	50.160

(1) En este importe se incluyen las acciones entregadas a los Consejeros Ejecutivos como pago parcial del Programa ILP 2014-2017, que ascienden a 21.003. De acuerdo con lo establecido en la Política de Remuneración de los Consejeros, las acciones que se entreguen en su caso a los Consejeros Ejecutivos en virtud de cada plan de retribución variable a largo plazo podrán computarse a los efectos de la inversión en acciones a que se refiere el Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual.

Las acciones adquiridas en el octavo ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo así como el resto de Consejeros Ejecutivos han sido 63.606 acciones.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2018 y 2017, se ha registrado un gasto en el epígrafe “Gastos de personal” con contrapartida en el epígrafe “Otras reservas” del patrimonio neto por importe de 0,5 millones de euros.

Adicionalmente, con fecha 29 de mayo de 2018 se ha cumplido el periodo de consolidación del quinto ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 166 beneficiarios de este ciclo consolidaron derechos a la entrega de un total de 37.570 acciones (recibiendo un total de 28.523 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF a realizar por la Sociedad). En particular, los miembros del Comité Ejecutivo así como el resto de Consejeros Ejecutivos consolidaron derechos a la entrega de 13.328 acciones (una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, recibieron un total de 9.222 acciones).

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Desde el año 2011 la Compañía ha puesto en marcha diversos Planes de Adquisición de Acciones que han sido aprobados por las Juntas Generales Ordinarias de accionistas de 15 de abril de 2011 (Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012), de 31 de mayo de 2012 (Plan de Adquisición de Acciones 2013-2015), de 30 de abril de 2015 (Plan de Adquisición de Acciones 2016-2018) y de 11 de mayo de 2018 (Plan de Adquisición de Acciones 2019-2021).

Estos planes se dirigen a los empleados del Grupo Repsol en España y tienen como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir parte de su retribución en acciones de Repsol, S.A. con el límite anual de 12.000 euros. Las acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario.

Durante el ejercicio 2018 el Grupo ha adquirido 518.228 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 8,2 millones de euros para su entrega a los empleados. En el ejercicio 2017 y en el marco de dicho Plan, el Grupo adquirió 539.430 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,8 millones de euros (ver Nota 7).

Los miembros del Comité Ejecutivo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2018 un total de 5.274 acciones.

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

30. Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo

30.1. Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

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

El límite máximo establecido en la Política de Remuneraciones de los Consejeros aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 19 de mayo de 2017 es de 8,5 millones de euros.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2018 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 7,058 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Consejo de Administración	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)						Total
	Consejo	C. Delegada	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	(1)	(1)	-	-	-	-	2.500.000
Josu Jon Imaz San Miguel	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Gonzalo Gortázar Rotaeché ⁽²⁾	117.729	117.729	-	-	14.716	-	250.174
Jordi Gual Solé ⁽³⁾	117.729	-	-	14.716	-	29.432	161.877
Henri Philippe Reichstul ⁽⁴⁾	29.432	29.432	-	-	-	-	58.864
Carmina Ganyet i Cirera ⁽⁵⁾	117.729	-	58.865	14.716	-	-	191.310
Ignacio Martín San Vicente ⁽⁶⁾	117.729	117.729	-	-	14.716	-	250.174
Artur Carulla Font ⁽⁷⁾	73.581	73.581	-	9.198	9.198	-	165.558
Mario Fernández Pelaz ⁽⁸⁾	29.432	-	14.716	3.679	3.679	-	51.506
Maite Ballester Fornés ⁽⁹⁾	176.594	-	88.297	-	14.716	-	279.607
Ángel Duránz Adeva ⁽¹⁰⁾	176.594	-	88.297	14.716	22.074	-	301.681
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	-	44.148	309.039
Rene Dahan	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	22.074	22.074	44.148	264.890
Mariano Marzo Carpio	176.594	-	-	22.074	-	44.148	242.816
Isabel Torremocha Ferrezuelo	176.594	-	88.297	-	-	-	264.891
J. Robinson West	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Luis Suárez de Lezo Mantilla	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188

Nota: De acuerdo con el sistema aprobado por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Retribuciones, el importe a percibir anualmente en 2018 asciende a: (i) 176.594 euros por pertenencia al Consejo de Administración; (ii) 176.594 euros por pertenencia a la Comisión Delegada; (iii) 88.297 euros por pertenencia a la Comisión de Auditoría y Control; (iv) 44.148 euros por pertenencia a la Comisión de Sostenibilidad; (v) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Nombramientos; y (vi) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Retribuciones.

- (1) El Sr. Brufau cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, aprobando la Junta General de Accionistas en la misma fecha su reelección como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración y sus nuevas condiciones retributivas, aplicables a partir del 1 de mayo de 2015 consistentes en una retribución fija de 2.500 miles de euros brutos anuales. Adicionalmente, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie han ascendido a un total de 0,605 millones de euros.
- (2) El Sr. Gortázar renunció a su cargo de Consejero y de vocal de la Comisión Delegada y de la Comisión de Retribuciones con fecha 20 de septiembre de 2018 tras el anuncio de Caixabank, S.A. de proceder a la venta de la totalidad de su participación en Repsol, S.A.
- (3) El Sr. Gual renunció a su cargo de Consejero y de vocal de la Comisión de Nombramientos y de la Comisión de Sostenibilidad con fecha 20 de septiembre de 2018 tras el anuncio de Caixabank, S.A. de proceder a la venta de la totalidad de su participación en Repsol, S.A.
- (4) El Sr. Reichstul fue nombrado Consejero por cooptación y vocal de la Comisión Delegada el 30 de octubre de 2018.
- (5) La Sra. Ganyet fue nombrada Consejera y vocal de la Comisión de Auditoría y Control y la Comisión de Nombramientos el 11 de mayo de 2018.
- (6) El Sr. Martín San Vicente fue nombrado Consejero y vocal de la Comisión Delegada y la Comisión de Retribuciones el 11 de mayo de 2018.
- (7) El Sr. Carulla terminó su mandato como Consejero y como Presidente de la Comisión de Retribuciones y vocal de la Comisión Delegada y de la Comisión de Nombramientos con fecha 11 de mayo de 2018.
- (8) El Sr. Fernández renunció a sus cargos de Consejero, de Presidente de la Comisión de Nombramientos y de vocal de la Comisión de Auditoría y Control y de la Comisión de Retribuciones el 20 de febrero de 2018.
- (9) La Sra. Ballester fue nombrada vocal de la Comisión de Retribuciones el 11 de mayo de 2018.
- (10) El Sr. Duránz fue nombrado vocal de la Comisión de Nombramientos y de la Comisión de Retribuciones el 11 de mayo de 2018, siendo designado Presidente de ambas Comisiones el 27 de junio y el 25 de julio de 2018, respectivamente.

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada.
 - Los Consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior y no participan de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro ni de los planes de incentivos ligados al desempeño de la Compañía, a corto o largo plazo. Respecto del Presidente del Consejo de Administración, véase la Nota 1 del cuadro Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración de este apartado.
 - Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente del Consejo de Administración, el Consejero Delegado y el Consejero Secretario General, para quienes rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, más adelante descritos.
- b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

En el ejercicio 2018, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

Millones de euros	Josu Jon Imaz San Miguel	Luis Suárez de Lezo Mantilla
Remuneración monetaria fija	1,200	0,983
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	2,475	1,841

(1) Incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico, así como la retribución variable anual y a largo plazo y las acciones adicionales correspondientes a la liquidación del quinto ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 30.1) e).

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en los apartados c) y d) siguientes.

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

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2018 por la pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, asciende a 0,138 millones de euros, de acuerdo al siguiente detalle:

Millones de euros	Naturgy
Josu Jon Imaz San Miguel	0,046
Luis Suárez de Lezo Mantilla	0,092

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

El coste incurrido en el ejercicio 2018 por las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión de los Consejeros Ejecutivos en el Grupo asciende a:

Millones de euros	
Josu Jon Imaz San Miguel	0,254
Luis Suárez de Lezo Mantilla	0,197

e) Plan de Compra de acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo

El 29 de mayo de 2018 se cumplió el periodo de consolidación del quinto ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 29.4.i.). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 2.201 acciones brutas, valoradas a un precio de 16,91 euros por acción. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo Mantilla consolidó derechos a la entrega de un total de 957 acciones brutas, valoradas a ese mismo precio.

30.2. Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2018, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

30.3. Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2018, los Consejeros de Repsol no han realizado con la Sociedad dominante o con sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

El Consejero Delegado se encuentra adherido a los ciclos 2016-2019, 2017-2020 y 2018-2021 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 29 y el Consejero Secretario General se encuentra adherido a los ciclos 2017-2020 y 2018-2021 de dicho Plan.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2018 no se ha comunicado al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses, directo o indirecto, conforme a lo previsto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, durante dicho ejercicio los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos relativos a operaciones vinculadas, a la ratificación y reelección de Consejeros, así como a la designación de cargos en el seno del Consejo de Administración y sus comisiones, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

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

30.4. Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de la información recogida en este apartado, Repsol considera “*personal directivo*” a los miembros del Comité Ejecutivo. Durante 2018, un total de 10 personas han formado parte del Comité Ejecutivo. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad dominante (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

A continuación, se detallan las remuneraciones devengadas en 2018 por las personas que, en algún momento del citado periodo han sido miembros del Comité Ejecutivo del Grupo, durante el tiempo que han ocupado dicha posición. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre “*personal directivo*” no incluye la correspondiente a las personas en las que concurre también la condición de Consejeros de Repsol, S.A., dado que la información correspondiente a estas personas se incluye en el apartado 1 de esta nota.

b) Sueldos y salarios, plan de previsión de directivos, fondo de pensiones y primas de seguros.

En el ejercicio 2018, la retribución devengada por el personal directivo que ha formado parte del Comité Ejecutivo responde al siguiente detalle:

Millones de euros	
Sueldo	5,314
Dietas	0,090
Remuneración Variable ⁽¹⁾	5,425
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,700
Plan de previsión de directivos	1,103

(1) Consta de un bono anual, y de un bono plurianual, calculados ambos como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos.

(2) Incluye, entre otras, los derechos consolidados a la entrega de 10.170 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del quinto ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 16,91 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 171.946 euros brutos. Asimismo, incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 29), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez que ha ascendido a 0,332 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2018, la Sociedad dominante tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,367 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,1% durante el presente ejercicio.

30.5. Indemnizaciones al personal directivo

Los miembros del personal directivo tienen reconocido, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

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

En 2018, las indemnizaciones percibidas por parte del personal directivo de la compañía por extinción del contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 14,78 millones de euros.

30.6. Otras operaciones con el personal directivo

Sin perjuicio de lo anterior, durante el ejercicio 2018, los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad dominante o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

Adicionalmente, los miembros del personal directivo se encuentran adheridos a los ciclos 2016-2019, 2017-2020 y 2018-2021 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 29.

30.7. Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2018, el Grupo Repsol tiene suscrita una póliza de responsabilidad civil que cubre a los miembros del Consejo de Administración, al personal directivo referido en la Nota 30.4.a), al resto de directivos y a aquellas otras personas que ejercen funciones asimiladas a las de los directivos, ascendiendo el importe total de la prima de esta póliza a 1,8 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

31. Información sobre medio ambiente

En relación a los riesgos y gestión del cambio climático, así como la gestión medioambiental del Grupo, véase los apartados 6.1 “Cambio climático” y 6.3 “Medioambiente” del Informe de gestión consolidado.

31.1. Inversión, gastos y provisiones medioambientales¹

Las inversiones medioambientales en 2018 han ascendido a 241 millones de euros (199 millones de euros calificadas “obra en curso” a 31 de diciembre). Destacan las destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, la minimización de las emisiones a la atmósfera, ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética, la mejora en los sistemas de contingencias y la prevención de derrames, y la gestión y optimización del consumo de agua. De manera singular destaca en 2018 la conclusión del proyecto de adaptación de las nuevas especificaciones de calidad en la refinería de La Pampilla en Perú, con la puesta en marcha de las unidades de producción de gasolinas por una inversión acumulada de 245 millones de euros (29 millones de euros invertidos en 2018).

Los gastos medioambientales, que se registran en los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”, han ascendido a 195 y 162 millones de euros en 2018 y 2017, respectivamente, e incluyen los gastos por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ (ver apartado siguiente). En 2018 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 27 millones de euros en las instalaciones industriales de *downstream* (31 millones de euros en 2017); la gestión del agua por importe de 17 millones de euros (19 millones de euros en 2017); la gestión de los residuos por importe de 18 millones de euros (16 millones de euros en 2017), y la remediación de suelos y abandonos por importe de 8 millones de euros (12 millones de euros en 2017).

Adicionalmente, en 2018 se han invertido 33,7 millones de euros en proyectos de eficiencia energética, entre los que destacan la inversión en la refinería de Coruña de 5 millones de euros para reducir emisiones mediante la sustitución de turbinas en la unidad de craqueo catalítico fluido (FCC), y la inversión en Petronor de 5,9 millones de euros en acciones de eficiencia en hornos e cambiadores de calor.

Las provisiones por actuaciones medioambientales² a 31 de diciembre de 2018 asciende a 53 millones de euros (79 millones de euros en 2017). No se han registrado dotaciones significativas durante el ejercicio. Adicionalmente, el Grupo tiene registradas provisiones por desmantelamiento de campos (ver Nota 14).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

1. Los conceptos identificados como naturaleza medioambiental, se entienden aquellos cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente. Los criterios para su valoración se hace conforme a los criterios técnicos del Grupo establecidos en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol” basados en las directrices emitidas por el American Petroleum Institute (API)

2. Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes se presentan en los epígrafes “Provisiones corrientes y no corrientes” del balance de situación y en la columna “Otras provisiones” del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 14.

31.2. Derechos de emisión de CO₂

Políticas contables - Derechos de emisión de CO₂

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

No se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual, estando sujetos a análisis de deterioro de valor en función de su valor recuperable (calculado teniendo en cuenta el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros ECX-European Climate Exchange).

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

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

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO₂ con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado, la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading (ver Nota 16).

En Europa, la regulación concerniente al mercado de derechos CO₂, la Directiva EU Emissions Trading System (EU-ETS) entró en Fase III el 1 de enero de 2013. Esta fase, que finaliza en 2020, marca el final de la asignación genérica de derechos de emisión de CO₂, dónde algunas emisiones, como por ejemplo las relacionadas con la generación eléctrica, dejarán de beneficiarse de las asignaciones gratuitas, mientras que en otras se verán reducidas significativamente. La actualización en 2014 a la Directiva EU-ETS confirmó que la actividad de refino en Europa era uno de los sectores expuestos a la “fuga de carbono” (*Carbon Leakage*) por lo que seguiría beneficiándose de la asignación gratuita de derechos de CO₂, cubriendo parcialmente sus déficits.

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO₂ (ver Nota 14) en los ejercicios 2018 y 2017 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2018	2017
Saldo al inicio del ejercicio	69	72
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	114	69
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(70)	(72)
Saldo al cierre del ejercicio	113	69

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

(2) Corresponde en 2018 y 2017, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2017 y 2016, respectivamente (ver Nota 11).

Durante los ejercicios 2018 y 2017, las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 8 millones de toneladas de CO₂, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 63 y 51 millones de euros, respectivamente (ver Nota 11).

El gasto neto, por la gestión de CO₂, ha ascendido a 44 millones de euros en 2018 y a 17 millones de euros en 2017.

32. Otros desgloses

32.1. Plantilla¹

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2018 asciende a 24.506 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (16.740 empleados), Norteamérica (1.339 empleados), Sudamérica (3.927 empleados), Europa, África y Brasil (1.754 empleados), Asia y Rusia (745 empleados) y Oceanía (1 empleado). La plantilla media en el ejercicio 2018 ha ascendido a 24.691 empleados (24.675 empleados en 2017).

A continuación se desglosa la plantilla² total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2018 y 2017:

	2018		2017	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	217	56	212	50
Jefes Técnicos	1.752	746	1.648	685
Técnicos	7.051	4.621	7.123	4.382
Operarios y subalternos	6.405	3.658	6.613	3.513
Total	15.425	9.081	15.596	8.630

El Grupo Repsol cuenta a 31 diciembre de 2018 con un total de 567 trabajadores con discapacidad (2,31% de la plantilla).

En España en 2018, de acuerdo al cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,52% de la plantilla, siendo 485 empleados por contratación directa.

32.2. Remuneración a los auditores

Los honorarios aprobados por servicios de auditoría, servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por PriceWaterhouseCoopers Auditores, S.L y las sociedades de su red (PwC)³ así como aquellos realizados por otras firmas auditoras se presentan a continuación:

	Auditor principal		Otros auditores ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017
Servicios de auditoría y relacionados:	7,3	7,0	-	1,9
Servicios de auditoría	6,6	6,2	-	1,9
Otros servicios relacionados	0,7	0,8	-	-
Servicios fiscales	0,0	0,3	-	0,7
Otros servicios	0,2	0,3	-	-
Total^{(2) (3) (4)}	7,5	7,6	0,0	2,6

(1) En 2017, incluye fundamentalmente los honorarios de EY correspondientes a los trabajos de auditoría y otros servicios prestados a Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y sus sociedades dependientes.

(2) La información de 2017 se ha modificado a efectos comparativos para adecuarse a los criterios de presentación de 2018.

(3) Los honorarios aprobados en 2018 por PriceWaterhouseCoopers Auditores, S.L por Servicios de auditoría y relacionados ascienden a 4,1 millones de euros y a 0,5 millones de euros, respectivamente.

(4) Los honorarios percibidos por el auditor en concepto de servicios distintos de la auditoría de cuentas no superan el 70% del importe de los honorarios de auditoría, cumpliéndose, por tanto con lo previsto en la Ley 22/2015, de 20 de julio, de Auditoría de Cuentas de España, y con el requisito del Artículo 4.2 sobre honorarios de auditoría del Reglamento (UE) N° 537/2014, de 16 de abril del Parlamento Europeo y del Consejo.

- Para más información sobre la plantilla y las políticas de gestión de los empleados véase el apartado 6.2 de Informe de Gestión consolidado.
- De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007.
- La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 19 de mayo de 2017 aprobó el nombramiento de PwC como auditor de cuentas de Repsol, S.A. y del Grupo para los ejercicios 2018, 2019 y 2020. En 2017 el auditor principal fue Deloitte.

El epígrafe de “*Servicios de auditoría*” incluye los honorarios correspondientes a la auditoría de las cuentas anuales individuales y consolidadas de Repsol, S.A., y de las sociedades que forman parte de su Grupo, las revisiones limitadas de los estados financieros consolidados intermedios del Grupo, cuyo trabajo permite obtener evidencia para la auditoría, así como la revisión de la información relativa al Sistema de Control Interno de la Información Financiera del Grupo (SCIIF).

El epígrafe de “*Otros servicios relacionados*” incluye, principalmente, verificaciones y certificaciones para socios y organismos oficiales, informes para emisión de obligaciones y otros valores negociables (*Comfort letters*), así como la verificación de la información no financiera del informe de gestión consolidado.

El epígrafe de “*Servicios fiscales*” incluye, principalmente, servicios de asesoramiento fiscal y asistencia en relación a inspecciones fiscales.

El epígrafe “*Otros servicios*” en 2018 incluye trabajos de asesoramiento en materia de tecnologías de la información.

Los Administradores de la Sociedad dominante han obtenido la confirmación del auditor del Grupo, sobre el cumplimiento por parte de éste, de los requerimientos de independencia aplicables de acuerdo con lo establecido en la Ley y el Reglamento mencionados.

32.3. Investigación y desarrollo

Los gastos de investigación incurridos se registran como gastos del ejercicio y los de desarrollo se activan solo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia.

El gasto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2018 y 2017 a 75 y 65 millones de euros, respectivamente. Los gastos activados correspondiente a las actividades de desarrollo ha ascendido en 2018 a 22 millones de euros.

32.4. Acuerdos relevantes del ejercicio

Repsol ha firmado con la compañía norteamericana Venture Global LNG un acuerdo para el suministro de aproximadamente un millón de toneladas anuales de gas natural licuado (GNL) durante 20 años desde la instalación de exportación *Calcasieu Pass*, que Venture Global LNG está desarrollando en *Cameron Parish, Louisiana*. Repsol comprará GNL a partir de la fecha de operación comercial de la instalación prevista en 2022 que se destinará tanto al suministro de gas a los complejos industriales en España como a su comercialización en cualquier parte del mundo. Este contrato está supeditado a la decisión final de inversión por parte de Venture Global LNG en dicha instalación y al cumplimiento de distintos hitos administrativos con las autoridades correspondientes (*Department Of Energy* y *Federal Energy Regulatory Commission*).

El precio de este contrato de suministro está referenciado al precio del Henry Hub norteamericano.

33. Hechos posteriores

- El 19 de febrero de 2019 se ha anunciado un gran descubrimiento de gas en Indonesia con el pozo exploratorio Kaliberau Dalam-2X (KBD-2X) en el bloque *onshore* Sakakemang, situado en el sur de la isla de Sumatra, donde Repsol es la compañía operadora con el 45% de participación.
- Las estimaciones preliminares de los recursos recuperables se sitúan en torno a 2 billones de pies cúbicos (TCF) de gas, lo que le sitúa como uno de los principales descubrimientos de hidrocarburos del mundo en los últimos doce meses y el mayor descubrimiento de gas en Indonesia de los últimos 18 años.

ANEXO I. Estructura societaria del Grupo

ANEXO Ia: Sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2018

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
UPSTREAM								
Agri Development, B.V. ⁽²⁵⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.(N.C.)	10,00	6,00	0	0
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	0	0
ASB Geo ⁽⁵⁾	Repsol Exploración, S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,01	50,01	0	0
BP Trinidad & Tobago, Llc. ⁽²⁶⁾	BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	30,00	0	0
BPRY Caribbean Ventures, Llc. ⁽²⁷⁾	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30,00	30,00	2.202	2.725
Cardón IV, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	(960)	3
CSJC Eurotek - Yugra	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	71,51	71,51	66	0
Dubai Marine Areas, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹⁾⁽¹²⁾	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	2	0
Equion Energia Ltd.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	535	0
FEHI Holding S.ar.l.	TE Holding S.a.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.802	195
Foreland Oil Ltd. ⁽⁹⁾	Rift Oil, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	32	250
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. ⁽⁶⁾	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹⁾	I.G.	100,00	100,00	51	0
Guará, B.V. ⁽²⁸⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	0	0
MC Alrep, Llc.	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del JV	P.E.(N.C.)	100,00	49,00	0	0
Lapa Oil & Gas, B.V. ⁽²⁸⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V. ⁽²⁰⁾	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	0	0
Occidental de Colombia LLC	Repsol International Finance, B.V.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	141	92

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Paladin Resources Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	481	292
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11,00	11,00	482	542
Petroquirique, S.A. Emp. Mixta	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	(1.000)	228
Quirique Gas, S.A. Emp. Mixta	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	0	0
Repsol Alberta Shale Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.216	1.412
Repsol Angola 22, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	341
Repsol Angola 35, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	119
Repsol Angola 37, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹⁾	I.G.	100,00	100,00	5	252
Repsol Angostura, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	33
Repsol Aruba, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	17	17
Repsol Bulgaria, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	111
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A. ⁽⁵⁾	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Canada Energy Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5.384	1.335
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	59	3
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	689	133
Repsol E&P Canada, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	91
Repsol E&P Eurasia, LLC.	Repsol Exploración S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	3	5
Repsol E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.726	2.869
Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.438	1.652

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(375)	5
Repsol Energy North America Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(472)	250
Repsol Exploración 17, B.V. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Aitolokarmania, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	457	5
Repsol Exploración Atlas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Boughezoul, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Caribe, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	27
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	13
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	4
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	6
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	95	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	4
Repsol Exploración Gharb, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	0
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Guyana, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15	0
Repsol Exploración Ioannina, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	25	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	0

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol Exploración Jamaica, S.A. ⁽⁵⁾	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	136	131
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	7	0
Repsol Exploración Liberia, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	3	57
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	108	109
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	316	9
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	197	11
Repsol Exploración Seram, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	7
Repsol Exploración South East Jambi B.V. ⁽⁹⁾	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploración Tanfit, S.L. ⁽⁶⁾	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	8	3
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15	0
Repsol Exploración, S.A.	Repsol S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13.483	26
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	22
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(12)	0
Repsol Exploração Brasil, Ltda.	Repsol Exploración, S.A.	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	34	35
Repsol Groundbirch Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	227
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	489	208
Repsol Jambi Merang, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Repsol Exploración S.A.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(10)	66

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol LNG Holdings, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	9	2
Repsol Louisiana Corporation ⁽¹²⁾	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24	90
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	132	0
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Ecuador, S.A.	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	99,99	52	0
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	29
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA o6-105) Pty Ltd.	Paladin Resources Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(24)	143
Repsol Oil & Gas Australasia Pty Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	65
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. ⁽¹⁶⁾	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5.445	6.002
Repsol Oil & Gas Holdings USA Inc.	FEHI Holding S.a.r.l.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.286	1.877
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Alpha Pty Ltd.	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	6
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Beta Ltd.	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	14
Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	71	329
Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	339	592
Repsol Oil & Gas Papua Pty Ltd.	Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	310	311
Repsol Oil & Gas USA LLC.	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.855	1.767
Repsol Oil & Gas Vietnam o7/o3 Pty Ltd ⁽⁶⁾	Repsol Exploración, S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14	0
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	43	0
Repsol Services México, S.A. de C.V. ⁽¹⁷⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A. ⁽¹⁶⁾	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	0
Repsol Sinopec Brasil, S.A. ⁽²⁷⁾	Repsol S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,01	60,01	7.248	7.050
Repsol Sinopec Resources UK Ltd. ⁽¹⁵⁾	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	51,00	51,00	1.419	4.309
Repsol Surorient Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol U.K., Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(7)	1
Repsol USA Holdings Corporation	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.024	3.055
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	148	700
Saneco	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,00	31	0
SC Repsol Baicoi, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	9	53
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	8
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	47
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	5
Talisman (Algeria) B.V.	Repsol Canadá Exploración, S.A. ⁽²⁴⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	177	0
Talisman (Asia) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(142)	3
Talisman (Block K 39) B.V.	Repsol Canadá Exploración, S.A. ⁽²⁴⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Talisman (Block K 44) B.V.	Repsol Canadá Exploración, S.A. ⁽²⁴⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Block K 9) B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾⁽¹²⁾	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²²⁾	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	572	775
Talisman (Corridor) Ltd. ⁽¹³⁾	Fortuna International (Barbados), Inc	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	929	41

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Talisman (Jambi Merang) Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	52	71
Talisman (Pasangkayu) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(14)	45
Talisman (Sageri) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(84)	0
Talisman (Sumatra) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Vietnam 133 &134) Ltd.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²²⁾	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15	31
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²²⁾	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	235	314
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	53	52
Talisman Andaman B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	59	0
Talisman Colombia Holdco Ltd.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²³⁾	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	426	4.133
Talisman Banyumas B.V.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²¹⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman East Jabung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	0
Talisman Energy Investments Norge AS	Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾⁽¹²⁾	I.G.	100,00	100,00	0	1
Talisman Java B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Resources (Bahamas) Ltd. ⁽⁸⁾	Paladin Resources Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Resources (North West Java) Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	33	0
Talisman Sadang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾⁽¹²⁾	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sakakemang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	91	0
Talisman South Mandar B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Sageri B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	0

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Talisman Transgasindo Ltd. ⁽¹³⁾	Fortuna International (Barbados), Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(17)	25
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	50	0
Talisman Vietnam Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	15	0
Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²⁴⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	233	0
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC	Talisman International Holdings, B.V.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	198	45
Talisman Vietnam 135-136 B.V.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²⁴⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	296	0
Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²⁴⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24	0
TNO (Tafnefteotdacha)	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	99,57	48,79	183	0
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Tucunare Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	0	15
Transworld Petroleum (U.K.)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	0	0
Triad Oil Manitoba Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	5	0
YPFB Andina, S.A. ⁽²⁷⁾	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	48,33	48,33	956	154
YPFB Transierra, S.A. ⁽²⁸⁾	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	44,50	21,51	0	0
504744 Alberta Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(7)	0
7308051 Canada Ltd	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	44	267
8441251 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	14
8787352 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Vung May 156-159 Vietnam B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	0

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
DOWNSTREAM								
Abastecimientos e Serviços de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
Air Miles España, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	26,67	25,78	11	0
Arteche y García, S.L. ⁽¹⁴⁾	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,68	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	35	9
Bardahl de México, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	56	0
Benzirep-Vall, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,68	0	0
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	GESPOST	Portugal	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.	50,00	50,00	0	0
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,68	184	8
Carburants i Derivats, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,15	2	0
CI Repsol Aviación Colombia, S.A.S. ⁽⁹⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Colombia	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Cogeneración Gequisa, S.A. ⁽¹⁴⁾	General Química	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	19,50	7	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	95,00	91,85	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Prestación de servicios marítimos	I.G.	100,00	99,19	7	0
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	85,00	82,18	0	0
Dynasol Altamira, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	2	0
Dynasol China, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.(N.C.)	99,99	49,99	17	5
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	89	27

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Dynasol Elastómeros, S.A.U. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	50	17
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	258	187
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	234	42
Dynasol, Llc. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	0	0
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	0	0
Energy Express S.L.U. ⁽¹⁴⁾	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	91,89	4	1
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	96,00	92,81	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	96,68	0	0
Estación de Servicio Montsia, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	0	0
Ezzing Renewable Energies S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	22,22	22,22	0	0
Gas Natural West África S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	72,06	(1)	0
Gastream México, S.A. de C.V.	Repsol S.A.	México	Otras actividades ⁽¹¹⁾⁽¹²⁾	I.G.	100,00	100,00	0	27
General Química, S.A.U. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	44	6
Gestão e Admin. de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda. GESPOST	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	6	2
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	55	39
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	218	180
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	3	13
Industrias Negromex, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Fabricación de hules sintéticos	P.E.	99,99	49,99	0	0
Insa Altamira, S.A. de C.V. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Suministro de personal permanente	P.E.(N.C.)	99,99	49,99	2	0

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd. ⁽¹⁴⁾	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	50,00	24,99	5	1
Insa, Llc. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos NBR de caucho	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	8	10
Klikin Deals Spain, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de clientes y de marketing de productos petrolíferos	P.E.	70,00	67,67	5	1
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd. ⁽¹⁴⁾	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	50,00	25,00	38	96
Nanogap Sub n-m Powder S.A. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Desarrollo de nanopartículas y nanofibras para su aplicación en materiales, energía y biomedicina	P.E.	8,78	8,78	0	0
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.	Dynasol Gestión, S.L.	China	Comercialización de productos de caucho	P.E.(N.C.)	50,00	25,00	0	0
OGCI Climate Investments, Llp.	Repsol Energy Ventures S.A.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	9,09	9,09	68	81
Petróleos del Norte, S.A.	Repsol S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	85,98	85,98	1.257	121
Petronor Innovación, S.L.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de investigación	I.G.	100,00	85,98	0	0
Polidux, S.A.	Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	17	17
Principle Power (Europe), Ltd. ⁽¹⁴⁾	Principle Power, Inc.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	22,98	17	0
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda. ⁽¹⁴⁾	Principle Power, Inc.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	22,98	17	0
Principle Power, Inc.	Repsol Energy Ventures S.A.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas	P.E.	22,98	22,98	15	36
Puma Energy Perú, S.A.C. ⁽⁵⁾	Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y productos conexos	I.G.	100,00	82,38	10	11
Recreus Industries S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures S.A.	España	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	16,67	16,67	0	0
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos	I.G.	82,39	82,39	384	465
Repsol Butano, S.A.	Repsol S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1.315	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	5	5
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Repsol Química, S.A.	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Chile, S.A.	Repsol S.A.	Chile	Sociedad de cartera ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	2	2

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,79	96,68	1.128	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla S.A.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	82,38	83	73
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,68	3	0
Repsol Downstream México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A. ⁽¹⁵⁾	México	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	100,00	99,97	21	43
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	99,97	9	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1.436)	79
Repsol Energy Ventures, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	35	2
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Repsol Exploración S.A.	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Gas Portugal, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	64	3
Repsol Italia, SpA	Repsol S.A.	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	24	2
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	70	5
Repsol Lubricantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	1	3
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	11	3
Repsol Marketing France, S.A.S.U. ⁽⁵⁾	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Francia	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Maroc, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Marruecos	Comercialización de GLP ⁽¹¹⁾	P.E.	99,96	99,96	0	1
Repsol Nuevas Energías, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	I.G.	100,00	100,00	783	1
Repsol Perú, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	212	167
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol S.A.	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	4.703	218

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol Polímeros, S.A.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	263	62
Repsol Portuguesa, S.A.	Repsol S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	219	59
Repsol Química, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	1.614	60
Repsol St. John LNG, S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	1	3
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(37)	0
Repsol Trading USA Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(107)	0
Repsol Trading, S.A.	Repsol S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	591	0
Rocsole OY	Repsol Energy Ventures S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	12,50	12,50	2	5
Saint John Gas Marketing Company	Repsol St. John LNG, S.L.	Estados Unidos	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	0	2
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Repsol St. John LNG, S.L.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	0	3
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	0
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.(N.C.)	50,00	49,29	26	4
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94,94	91,89	(4)	6
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	1
Solred, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de medios de pago en estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,68	48	25
Sorbwater Technology, A.S.	Repsol Energy Ventures S.A.	Noruega	Gestión de agua y tecnología de tratamiento de agua en E&P	P.E.	11,29	11,29	1	9
Terminales Canarios, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	26	20

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Repsol S.A.	Portugal	Arrendamiento de activos logísticos en Portugal	I.G.	100,00	100,00	2	1
Valdesolar Hive, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	0	0
Viesgo Generación S.L.U. ⁽⁶⁾	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Generación de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	621	523
Viesgo Comercializadora de Referencia S.L.U. ⁽⁵⁾	Viesgo Generación S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	(36)	1
Viesgo Energía, S.L.U. ⁽⁵⁾	Viesgo Generación S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	99	1
WIB Advance Mobility, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Alquiler de vehículos compartidos en ciudad	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	1	0
Windplus, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Portugal	Desarrollo de tecnología para generación eólica	P.E.	20,60	19,70	2	1
CORPORACIÓN								
Albatros, S.à.r.L.	Repsol S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	228	0
AR Oil & Gaz, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	493	0
Edwards Gas Services LLC	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	37,00	37,00	145	52
Fortuna International (Barbados) Inc. ⁽¹³⁾	Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	40	67
Fortuna International Petroleum Corporation	Repsol Exploración, S.A. ⁽²²⁾	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	497	395
Gaviota RE, S.A. ⁽⁷⁾	Albatros, S.a.r.l.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros	I.G.	100,00	100,00	298	14
Greenstone Assurance, Ltd.	Gaviota RE, S.A.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off")	I.G.	100,00	100,00	3	3
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	225	88
Oleum Insurance Company Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Barbados	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off")	I.G.	100,00	100,00	365	3
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol S.A.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	481	233
Repsol Downstream Internacional, S.A. ⁽¹⁸⁾	Repsol S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	148	0
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	3.759	0
Repsol International Finance, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	894	311
Repsol Oil & Gas RTS Sdn.Bhd.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²³⁾	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	18
Repsol Oil & Gas SEA Pte. Ltd.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²³⁾	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	7	5
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	43	39

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de Conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2018			
					%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽⁴⁾
Repsol Sinopec Brasil, B.V. ⁽²⁸⁾	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	100,00	60,01	0	0
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	587	0
Rift Oil Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	140	146
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.510	67
Talisman International Holdings B.V.	Repsol Exploración, S.A. ⁽³³⁾	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	365	853
Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	0	1
TE Holding S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	3.128	4.050
TEGSI (UK) Ltd.	TE Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	0	0
TV 05-2/10 Holding B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0	0

- (1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global.
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios se identifican como "N.C."
- (2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.
- (3) Corresponde a los datos de Patrimonio Neto y Capital Social utilizados en el proceso de consolidación del Grupo. Aquellas compañías cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).
- (4) Participaciones en operaciones conjuntas (ver Anexo II) que, estando articuladas a través de una Sociedad, este vehículo no limita sus derechos a lo activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.
- (5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2018 (ver Anexo Ib).
- (6) Esta sociedad anteriormente se denominaba Pan Pacific Petroleum (Vietnam) Pty Ltd.
- (7) Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Oil Insurance, Ltd (5,69%), domiciliada en Bermudas.
- (8) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.
- (9) Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Virgenes Británicas, están domiciliadas fiscalmente en Reino Unido.
- (10) Esta sociedad es la matriz de Repsol Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.
- (11) Sociedad sin actividad.
- (12) Sociedad en proceso de liquidación.
- (13) Estas sociedades, constituidas legalmente en Barbados, están domiciliadas fiscalmente en Países Bajos.
- (14) Los datos de Capital Social y Patrimonio Neto corresponden al 2017.
- (15) El valor de la inversión en esta sociedad en estados financieros consolidados es cero (ver Nota 13).
- (16) Esta sociedad anteriormente se denominaba Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.
- (17) Esta sociedad anteriormente se denominaba Servicios Administrativos Cuenca de Burgos, S.A. de C.V.
- (18) Esta sociedad anteriormente se denominaba Carbon Black Española, S.A.
- (19) Esta sociedad anteriormente se denominaba Talisman West Bengara, B.V.
- (20) La matriz de esta sociedad anteriormente era Guará, B.V.
- (21) La matriz de esta sociedad anteriormente era Talisman International Holdings, B.V.
- (22) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Oil & Gas Canada Inc.
- (23) La matriz de esta sociedad anteriormente era TE Holding S.a.r.l.
- (24) La matriz de esta sociedad anteriormente era Talisman International Holdings, B.V.
- (25) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.
- (26) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Exploración, S.A.
- (27) El patrimonio neto se corresponde con el valor del subgrupo consolidado.
- (28) Valor patrimonial incluido en su matriz.

ANEXO Ib. Principales variaciones del perímetro de consolidación

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018

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

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	31.12.2018	
						% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición ⁽²⁾
WIB Advance Mobility, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Constitución	marzo-18	P.E.(N.C.)	50,00%	50,00%
Repsol Jambi Merang, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	abril-18	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Exploración Jamaica, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	julio-18	I.G.	100,00%	100,00%
Valdesolar Hive, S.L.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Adquisición	julio-18	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	septiembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Bardahl de México, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Adquisición	noviembre-18	P.E.(N.C.)	40,00%	40,00%
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Adquisición	noviembre-18	P.E.(N.C.)	40,00%	40,00%
Viesgo Generación S.L.U.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Viesgo Comercializadora de Referencia S.L.U.	España	Viesgo Generación S.L.U.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Viesgo Energía, S.L.U.	España	Viesgo Generación S.L.U.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
CI Repsol Aviación Colombia, S.A.S.	Colombia	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Constitución	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Marketing France, S.A.S.U.	Francia	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Constitución	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Puma Energy Perú, S.A.C.	Perú	Repsol Comercial, S.A.C.	Adquisición	noviembre-18	I.G.	100,00%	100,00%
Ezzing Renewable Energies S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E.	22,22%	22,22%
Nanogap Sub n-m Powder S.A.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E.	8,78%	8,78%
Recreus Industries S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E.	16,67%	16,67%
ASB Geo	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Adquisición	diciembre-18	P.E.(N.C.)	50,01%	50,01%

- (1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global.
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."
- (2) Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

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

31.12.2018								
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	% 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) ⁽²⁾
Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Amalgamation ⁽²⁾	enero-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Rocsole OY	Finlandia	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	febrero-18	P.E.	0,66%	12,50%	
Asfalnor, S.A.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Liquidación	marzo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
OGCI Climate Investments, Llp.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	abril-18	P.E.	1,79%	12,50%	
Repsol Venezuela Gas, S.A.	Venezuela	Repsol Venezuela, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol, S.A.	Venta	mayo-18	P.E.	20,07%	0,00%	344
AESA - Construcciones y Servicios, S.A. - Bolivia	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Sierra Leone, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Vietnam 05-2/10, B.V.	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding, B.V.	Liquidación	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	junio-18	P.E.(N.C.)	1,28%	72,33%	3
Repsol Netherlands Finance, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	junio-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Finance (UK) Limited	Reino Unido	TEGSI (UK) Ltd.	Liquidación	septiembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
TE Finance S.a.r.l	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Absorción	noviembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Repsol Canadá Inversiones, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	noviembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Talisman Energy Tangguh, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Absorción	noviembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	

31.12.2018								
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	% 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) ⁽²⁾
OGCI Climate Investments, Llp.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	noviembre-18	P.E.	3,41%	9,09%	
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-18	P.E.	1,24%	22,98%	
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	diciembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	diciembre-18	P.E.(N.C.)	0,82%	71,51%	
Sociedade Açoreana de Armazenagem, S.A. ⁽³⁾	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.	Venta	diciembre-18	P.E.	25,07%	0,00%	
Spelta Produtos Petrolíferos Sociedade Unipessoal, Ltda.	Portugal	Repsol Gas Portugal, S.A.	Venta	diciembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Repsol Perú B.V.	Liquidación	diciembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

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

(2) Con efectos 1 de enero 2018, Repsol Oil & Gas Canada Inc. (ROGCI) y Repsol Energy Resources Canada Inc. han sido objeto de una operación denominada bajo legislación canadiense "vertical amalgamation" y, como resultado, ambas sociedades se han refundido en una única sociedad que ha adoptado la denominación social de Repsol Oil & Gas Canada Inc.

(3) Sociedades vendidas al grupo Rubis. El resultado de la venta ha sido de 21 millones de euros.

ANEXO Ib. Principales variaciones del perímetro de consolidación

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017

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

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.2017		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición ⁽²⁾
Repsol Exploración Aitolokarnania, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	febrero-17	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Exploración Ioannina, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	febrero-17	I.G.	100,00%	100,00%
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part.	febrero-17	P.E.	1,67%	26,67%
OGCI Climate Investments, Llp.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Constitución	abril-17	P.E.	14,29%	14,29%
Sorbwater Technology, A.S.	Noruega	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	mayo-17	P.E.	11,29%	11,29%
Pan Pacific Petroleum (Vietnam) Pty, Ltd.	Australia	Repsol Exploración, S.A.	Adquisición	junio-17	I.G.	100,00%	100,00%
JSC Eurotek	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Constitución	agosto-17	P.E. (N.C.)	100,00%	100,00%
JSC Yuzhno-Khadyrykhinskoye	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Constitución	agosto-17	P.E. (N.C.)	100,00%	100,00%
Repsol Downstream México S.A. de C.V.	México	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Constitución	septiembre-17	I.G.	100,00%	100,00%
TNO (Tafnefteotdacha)	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Aumento part.	octubre-17	P.E. (N.C.)	0,03%	99,57%
Klikin Deals Spain, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Adquisición	diciembre-17	P.E.	70,00%	70,00%
Lapa Oil & Gas, B.V.	Países Bajos	Guará, B.V.	Constitución	diciembre-17	P.E.	100,00%	100,00%

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

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

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

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

Denominación social	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.2017			
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% 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) ⁽²⁾
Talisman North Jabung, Ltd.	Canadá	Talisman (Asia), Ltd.	Absorción	enero-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman (Ogan Komering) Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Enajenación	marzo-17	I.G.	100,00%	0,00%	3
Repsol Central Alberta Partnership	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Liquidación	mayo-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Repsol Wild River Partnership	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Liquidación	mayo-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
8787387 Canada, Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Liquidación	mayo-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
8441316 Canada, Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Liquidación	mayo-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman East Tanjung, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Sumatra, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Vietnam 45, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Vietnam 46-07, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman International Holdings, B.V.S.C.S.	Luxemburgo	Talisman Global Holdings, B.V.	Liquidación	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Middle East, B.V.	Países Bajos	Talisman Global Holdings, B.V.	Absorción	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman K. Holdings, B.V.	Países Bajos	Talisman Global Holdings, B.V.	Absorción	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
TV 135- 136 Holding, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Absorción	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Absorción	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Energy (Sahara), B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Absorción	junio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Repsol UK Round 3, Ltd.	Liquidación	julio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Repsol UK Round 3, Ltd.	Reino Unido	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Liquidación	julio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
FEX GP, Llc. ⁽³⁾	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA, Llc.	Absorción	julio-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Rock Solid Images US Group, Inc.	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corporation	Enajenación	agosto-17	P.E.	30,00%	0,00%	(1)
OJSC Eurotek	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Liquidación	agosto-17	P.E. (N.C.)	100,00%	0,00%	-

31.12.2017

Denominación social	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	% 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) ⁽²⁾
Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings, Ltd.	Barbados	Talisman Oil Limited	Absorción	agosto-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Oil Limited	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Absorción	agosto-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Repsol Lusitania, S.L.	España	Repsol Química, S.A.	Absorción	octubre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
CSJC Eurotek - Yugra ⁽⁴⁾	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, S.A.	Disminución part	noviembre-17	P.E. (N.C.)	26,39%	73,61%	8
JSC Eurotek	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Enajenación	diciembre-17	P.E. (N.C.)	100,00%	0,00%	Nota (5)
JSC Yuzhno-Khadrykhinskoye	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Enajenación	diciembre-17	P.E. (N.C.)	100,00%	0,00%	Nota (5)
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-17	P.E.	0,57%	24,22%	-
Talisman Colombia, B.V.	Países Bajos	TE Colombia Holding, S.a.r.l.	Liquidación	diciembre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Holding International, S.a.r.l.	Luxemburgo	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Liquidación	diciembre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Ocesa Pipelines Holdings, AG	Suiza	Talisman Colombia, B.V.	Liquidación	diciembre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Fortuna Finance Corporation, S.a.r.l.	Luxemburgo	TE Holding, S.a.r.l.	Absorción	diciembre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
TE Capital, S.a.r.l.	Luxemburgo	TE Holding, S.a.r.l.	Absorción	diciembre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Amulet Maritime, Ltd.	Reino Unido	TEGSI (UK), Ltd.	Liquidación	diciembre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Perú, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración Perú, S.A.	Absorción	diciembre-17	I.G.	100,00%	0,00%	-

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

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

(2) Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.

(3) Esta sociedad es la matriz de FEX LP, Llc., domiciliada en Estados Unidos. Se incluye en la absorción de su matriz.

(4) Esta sociedad consolidaba por el método de integración global con anterioridad a la venta del 25% de su participación.

(5) Estas sociedades han sido enajenadas generando una minusvalía de 78 millones de euros.

ANEXO Ic. Operaciones conjuntas del Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2018

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

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Argelia			
EMK	9,10%	Groupement Berkin	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Menzel Ledjmet Sud-Est /405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud Field / 404,405,406a	2,00%	Organisation Ourhoud	Desarrollo/Producción
Reggane Nord	29,25%	Groupement Reggane	Desarrollo/Producción
S.E. Illizi	72,50%	Repsol	Exploración
Tin Fouyé Tabankort (TFT)	22,62%	Groupement TFT	Desarrollo/Producción
Australia			
Kitan	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
Bolivia			
Arroyo Negro	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carohuaicho 8B	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carohuaicho 8C	24,17%	YPFB Chaco	Exploración
Carohuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Huacaya (Caipipendi)	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Iñiguazu	37,50%	Repsol	Exploración
La Peña - Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Penocos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Sauces	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Margarita (Caipipendi)	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Monteagudo	39,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patujú	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción

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

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Sabalo	24,17%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Alberto	24,17%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Sara Boomerang III	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Sirari	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Víbora	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Yapacani	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Brasil			
Albacora Leste	6,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-C-33 (C-M-539)	21,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
BM-ES-21 (ES-M-414)	6,66%	Petrobras	Exploración
BM-S-50 (S-M-623)	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9 - Sapinhoá	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9 PSC Sapinhoá	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9A - Lapa	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
C-M-821	40,00%	Repsol	Exploración
C-M-823	40,00%	Repsol	Exploración
S-M-764	40,00%	Chevron	Exploración
Bulgaria			
1_21 Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración
1-14 Khan Kubrat	20,00%	Shell	Exploración
Canadá⁽²⁾			
Chauvin Alberta	63,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	92,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	78,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- No Montney Rights	35,00%	Others	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta (*) Exploration Unconventional	53,00%	Repsol	Exploración
Misc. British Columbia	88,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	71,00%	Repsol	Exploración
Northwest Territories	4,00%	Others	Exploración
Nunavut	2,00%	Others	Exploración
Quebec	80,00%	Repsol	Exploración
Wild River Region	57,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yukon	2,00%	Others	Exploración
Colombia			
Akacias	45,00%	Ecopetrol	Desarrollo/Producción
Caguan 5	50,00%	Meta Petroleun Corp.	Exploración
Caguan 6	40,00%	Meta Petroleun Corp.	Exploración
Catleya	50,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Chipirón	8,75%	Ecopetrol	Desarrollo/Producción
COL-4	33,40%	Repsol	Exploración
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol	Exploración/Producción
Cravo Norte	5,63%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Gua Off 1	30,00%	Repsol	Exploración
Mundo Nuevo	30,00%	Equinor	Exploración
Niscota	30,00%	Equinor	Exploración
Piedemonte	22,05%	Equinor	Desarrollo/Producción
RC-12	50,00%	Repsol	Exploración
Rio Chitamena	15,19%	Equinor	Desarrollo/Producción
Rondon	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Tayrona	20,00%	Petrobras	Exploración
Ecuador			
Block 16	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
Tivacuno	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
España			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo/Producción
Boquerón	61,95%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca - Montanazo Unificado	68,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca No Unificado	67,35%	Repsol	Desarrollo/Producción
Montanazo D	72,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Rodaballo	65,42%	Repsol	Desarrollo/Producción
Estados Unidos⁽²⁾			
Alaska			
North Slope (28 bloques) ⁽³⁾	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope (212 bloques)	25,00%	Oil Search	Exploración
North Slope (34 bloques)	25,00%	Armstrong	Exploración
Eagle Ford			
Eagle Ford	28,97%	Equinor	Desarrollo/Producción
Eagle Ford Exploración	36,98%	Equinor	Exploración
Golfo de México			
Alaminos Canyon 379 y 381	8,50%	Shell	Exploración
Alaminos Canyon 380	8,50%	Equinor	Exploración
Alaminos Canyon 423 y 424	10,00%	Equinor	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Garden Banks (4 bloques)	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon 487, 730 y 775	33,34%	Repsol	Exploración
Green Canyon 819	34,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon -Shenzi (6 bloques)	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Green Canyon 581	40,00%	Murphy	Exploración
Keathley Canyon 642, 643, 686 y 687	60,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon Buckskin (6 bloques)	22,50%	Llog	Desarrollo/Producción
Walker Ridge (5 bloques)	60,00%	Repsol	Exploración
Marcellus			
Marcellus New York (*) Exploration Unconventional	99,81%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	86,66%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	83,76%	Repsol	Desarrollo/Producción
Grecia			
Aitoloakarnania	60,00%	Repsol	Exploración
Ioannina	60,00%	Repsol	Exploración
Guyana			
Kanuku	37,50%	Repsol	Exploración
Indonesia			
Corridor PSC	36,00%	Conoco	Desarrollo/Producción
East Jabung	51,00%	Repsol	Exploración
Jambi Merang	25,00%	JOB Jambi Merang	Desarrollo/Producción
Sakakemang	45,00%	Repsol	Exploración
South East Jambi	67,00%	Repsol	Exploración
Irlanda			
FEL 3/04 (Dunquin)	33,56%	ENI	Exploración
Libia			
NC-115 (Development)	20,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-115 (Exploration)	40,00%	Repsol	Exploración
NC-186 (Development)	16,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-186 (Exploration)	32,00%	Repsol	Exploración
Malasia			
Angsi South Channel Unitisation	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM-03 CAA	41,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM-305	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM-314	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
SB-1 Kinabalu	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
SB-309	70,00%	Repsol	Exploración
Marruecos			
Gharb Offshore Sud	75,00%	Repsol	Exploración
Tanfit	37,50%	Repsol	Exploración
México			
Bloque 10	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 11	60,00%	Repsol	Exploración
Bloque 14	50,00%	Repsol	Exploración
Bloque 29	30,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
PL 019B (Cyda)	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 019B (Tambar East Unit)	9,76%	BP	Desarrollo/Producción
PL 025 (Gudrun)	15,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 038C (Rev)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 052 (Veslefrikk)	27,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 053B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
PL 055 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
PL 055 B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
PL 055 D (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
PL 120	7,70%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120 CS	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 185 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
PL 187 (Gudrun)	15,00%	Equinor	Exploración
PL 316 (Yme)	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 316B (Yme)	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 528	6,00%	Centrica R. Norge	Exploración
PL 528 B	6,00%	Centrica R. Norge	Exploración
PL 840	20,00%	Equinor	Exploración
PL 847	20,00%	Wintershall	Exploración
PL 847B	20,00%	Wintershall	Exploración
PL 897	30,00%	Equinor	Exploración
PL 909	70,00%	Repsol	Exploración
PL 910	61,11%	Repsol	Exploración
PL 913	50,00%	OMV	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
PDL 10	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PPL 261	50,00%	Repsol	Exploración
PRL 8	22,29%	Oil Search	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
PRL 21	35,10%	Horizon Oil	Exploración
PRL 28	37,50%	Eaglewood	Exploración
PRL 38	25,00%	Repsol	Exploración
PRL 40	60,00%	Repsol	Exploración
Perú			
Bloque 56	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Bloque 57	53,84%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bloque 88	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Región del Kurdistan Iraquí			
Kurdamir	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Topkhana	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Reino Unido			
P534 (98/06a-Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wych Farm UOA)	2,53%	Perenco	Desarrollo/Producción
PL089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*-Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P019 (22/17n)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P020 (22/18n)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P073 (30/18-E)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P1031 (11/25a Beatrice)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P1031 (12/21a Beatrice)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Blane Field)	30,75%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Upper)	15,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P116 (30/16n)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)_Developm.	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P219 (16/13a)	16,07%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P237 (15/16a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P240 (16/22a- non Arundel Area)	18,86%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P241 (21/1c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P241/P244 (21/1c/21/2a- Cretaceous Area West)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P244 (21/2a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n - Residual -Claymore)_Develop.	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F1- Claymore)	47,16%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F2- Scapa/Claymore)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
P250 (14/19s- F1)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s- Rest of Block)_Develop	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P256 (30/16s)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P266 (30/17b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/17s)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/22a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/23a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P292 (22/18a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16t)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)_Devel.	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)_Devel.	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b)	25,50%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b-Claymore Extension)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b-f1+f2)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (15/16b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (15/23a)_Developm.	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P593 (20/05c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	40,80%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Unitised Field UUOA interests)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b Blake Area)	34,53%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b-Rest of Block)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Cawdor Sub Area)_Develop.	4,94%	Total	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	Total	Desarrollo/Producción
P255 (30/19a Affleck)	16,98%	Total	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_W)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P079 (30/13a)	31,88%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P101 (13/24a)	34,53%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P185 (30/11b)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P185 (30/12b)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P250 (14/19a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P297 (13/28a)	33,02%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P307 (13/29a)	36,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P324 (15/23a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
P593 (20/05e)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P983 (13/23b)	25,50%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P534 (98/07a)	2,55%	Perenco	Exploración
P225 (16/27a - Contract Area 3)	13,50%	JX Nippon	Exploración
Rusia			
Alkanovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Bazhkovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Borshevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Karabashkiy-78	71,51%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy-79	71,51%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy-1	71,51%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy-2	71,51%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy-3	71,51%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy-9	71,51%	Eurotek Yugra	Exploración
Kileyskiy	71,51%	Eurotek Yugra	Exploración
Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kovalevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kulturnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
North Borshevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Novo-Kievskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Penzenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Saratovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Kultashikhskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Stepnoozerskoe	48,79%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Kochevnskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yelginskoe	48,79%	AROG	Desarrollo/Producción
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
East Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. (IBIS)	10,50%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Venezuela			
Barua Motatan	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV Oeste	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Mene Grande	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire Gas	60,00%	Quiriquire Gas	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Norte	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Sur	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
Vietnam			
Block 07/03	51,75%	Repsol	Exploración/Desarrollo
Block 133 & 134	49,00%	Repsol	Exploración
Block 135 & 136	40,00%	Repsol	Exploración
Block 146 & 147	80,00%	Repsol	Exploración
Block 46-CN	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Block 15-2/01	60,00%	Thang Long JOC	Desarrollo/Producción
Block 16-1 (TGT- Unitization)	0,67%	Hoang Long JOC	Desarrollo/Producción
DOWNSTREAM			
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol	Regasificación GNL
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	SK Lubricants	Lubricantes y Especialidades

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

(2) Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de Operación Conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

(3) Las unidades Pika y Horseshoe en fase de delineación a 31 de diciembre de 2018.

ANEXO II. Información por segmentos y conciliación con estados financieros NIIF-UE¹

Magnitudes de la cuenta de pérdidas y ganancias

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Millones de euros

Resultados	AJUSTES											
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados Específicos		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Resultado de explotación	4.396	3.214	(1.204)	(610)	(633)	42	(106)	143	(1.943)	(425)	2.453	2.789
Resultado financiero	(462)	(356)	130	126	159	(82)	-	-	289	44	(173)	(312)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	15	49	965	580	72	1	1	-	1.038	581	1.053	630
Resultado antes de impuestos	3.949	2.907	(109)	96	(402)	(39)	(105)	143	(616)	200	3.333	3.107
Impuesto sobre beneficios	(1.569)	(738)	109	(96)	46	(350)	28	(36)	183	(482)	(1.386)	(1.220)
Rdo. procedente de op. continuadas	2.380	2.169	-	-	(356)	(389)	(77)	107	(433)	(282)	1.947	1.887
Rdo. atribuido a minoritarios por op. continuadas	(28)	(38)	-	-	1	1	9	(3)	10	(2)	(18)	(40)
Rdo. neto procedente de op. continuadas	2.352	2.131	-	-	(355)	(388)	(68)	104	(423)	(284)	1.929	1.847
Rdo. de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	412	274	-	-	412	274	412	274
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.352	2.131	-	-	57	(114)	(68)	104	(11)	(10)	2.341	2.121

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

Millones de euros

Segmentos	Importe neto cifra de negocios ⁽²⁾		Resultados de las operaciones		Dotación a la amortización del inmovilizado ⁽³⁾		Ingresos/ (gastos) por deterioros de inmovilizado		Rdo. entidades valoradas por método participación		Impuesto sobre beneficios	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	7.699	6.333	2.514	1.009	(2.068)	(2.379)	(936)	(743)	22	32	(1.113)	(735)
Downstream	47.029	39.240	2.143	2.467	(790)	(739)	(33)	(3)	(6)	20	(425)	(677)
Corporación	(2.021)	(1.635)	(261)	(262)	(78)	(62)	(1)	(80)	(1)	(3)	43	290
MAGNITUDES AJUSTADAS⁽¹⁾	52.707	43.938	4.396	3.214	(2.936)	(3.180)	(970)	(826)	15	49	(1.495)	(1.122)
Ajustes:												
Upstream	(2.517)	(2.240)	(1.651)	(482)	784	777	218	643	1.004	576	96	(100)
Downstream	(317)	(29)	(204)	122	12	3	(15)	4	35	6	13	2
Corporación	-	-	(88)	(65)	-	1	-	80	(1)	(1)	-	-
MAGNITUDES NIIF-UE	49.873	41.669	2.453	2.789	(2.140)	(2.399)	(767)	(99)	1.053	630	(1.386)	(1.220)

(1) Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5.

(2) Incluye el importe neto de la cifra de negocios correspondiente a la suma de los epígrafes de "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos". Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

Millones de euros

Segmentos	Clientes		Intersegmento		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	5.699	4.719	2.000	1.614	7.699	6.333
Downstream	47.007	39.218	22	22	47.029	39.240
Corporación	1	1	-	-	1	1
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	-	-	(2.022)	(1.636)	(2.022)	(1.636)
TOTAL	52.707	43.938	-	-	52.707	43.938

(3) Incluye la amortización de sondeos fallidos. Para más información véase Nota 19.

Magnitudes de Balance

Millones de euros

Segmentos	Activos no corrientes		Inversiones de explotación ⁽²⁾		Capital empleado ⁽³⁾		Inversiones contabilizadas por el método de la participación	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	25.514	25.636	1.973	2.089	21.515	21.612	387	303
Downstream	11.118	10.312	1.831	805	11.338	9.749	21	242
Corporación	733	3.968	70	42	1.500	1.745	18	3.229
MAGNITUDES AJUSTADAS⁽¹⁾	37.365	39.916	3.874	2.936	34.353	33.106	426	3.774
Ajustes:								
Upstream	(6.422)	(7.126)	(365)	(307)	2.659	(1.153)	6.425	5.450
Downstream	(205)	(22)	(41)	(2)	64	(19)	341	42
Corporación	-	(4)	-	-	-	-	2	2
MAGNITUDES NIIF-UE	30.738	32.764	3.468	2.627	37.076	31.934	7.194	9.268

(1) Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5.

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

(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. En 2017 no incluye el capital empleado de las operaciones interrumpidas que a 31 de diciembre ascendía a 3.224 millones de euros.

ANEXO III. Marco regulatorio

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

España

Legislación básica

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH), modificada por distintas disposiciones ulteriores.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medio ambiente.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC"), creó un "macro-organismo" que asume las funciones de supervisión y control de los mercados regulados, supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales entre ellas las de Energía y Competencia.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, opera la devolución a la CNMC de las competencias que se le retiraron en el año 2014 adecuando así las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Régimen de control de concentraciones en el sector de la energía

La citada Ley 3/2013 modificó el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, asignándose su ejercicio al Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO). Se diseña un régimen de control ex-post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al MITECO, bien mediante la imposición de condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Como novedad, este control se extiende, además de a los sectores eléctrico y gasista, ya sujetos con anterioridad, al de los hidrocarburos líquidos, incluyendo aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Operadores principales y dominantes

El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuyó a la Comisión Nacional de la Energía, ahora CNMC, la obligación de publicar la lista de operadores principales y de operadores dominantes en cada mercado o sector energético. Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia. Por su parte es operador principal, aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador dominante u operador principal supone ciertas restricciones regulatorias.

Exploración y producción de hidrocarburos

En España tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Los permisos de investigación se otorgan por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte únicamente a su ámbito territorial y confieren el derecho exclusivo de investigar el área otorgada durante un periodo de seis años. Por su parte, la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos, confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento en el área otorgada por un periodo de treinta años, prorrogable por dos periodos sucesivos de diez, el derecho a

continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

La Ley 8/2015 regula determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, impulsando la forma de extracción "no convencional" o "fracking" y contemplando un régimen de incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en las que se desarrollen dichas actividades, así como un régimen de participación de los propietarios de suelo en los resultados de la actividad extractiva.

Por otro lado, el 18 de noviembre de 2017 entró en vigor el Real Decreto-ley 16/2017, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino ("RDL"), por el cual se transpone parcialmente al ordenamiento jurídico español la Directiva 2013/30/UE, de 12 de junio de 2013 sobre la seguridad de las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro ("Directiva Offshore"). Su objeto es el de establecer los requisitos mínimos que deben reunir las operaciones relacionadas con la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino, para prevenir accidentes graves y limitar sus consecuencias y el de articular los principios de actuación para lograr que las operaciones en el medio marino (incluyendo operaciones realizadas fuera de la Unión Europea), se lleven a cabo sobre la base de una gestión de riesgos sistemática de manera que los riesgos residuales de accidentes graves puedan ser considerados aceptables.

Productos petrolíferos

La Ley 11/2013 de 26 de julio de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, introduce una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos.

En el ámbito minorista, introduce modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, se limita su duración de 5 a 1 año, con la posibilidad de prórroga automática por otro año únicamente sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres. Igualmente prohíbe las cláusulas en estos contratos que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

Adicionalmente, establece limitaciones al incremento de instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales, superiores al 30%. La Ley 8/2015 determinó que dicha cuota se medirá a partir de 2016 no ya por puntos de venta sino en función de las ventas anuales del ejercicio anterior, habilitando al Gobierno para que transcurridos tres años revise el porcentaje de limitación o en su caso suprima la restricción, si la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector lo permitiese. Dicho plazo ha transcurrido sin que de momento el Gobierno haya revisado la anterior medida.

Finalmente, la Ley 8/2015 permite a los distribuidores al por menor de productos petrolíferos suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un inventario correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce una modificación de la LSH, por la que se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

GLP

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado; por su parte, la Ley 18/2014 de 15 de octubre, ha liberalizado los envases de más de 8 kgs. y menos de 20 kgs., cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, medida que discrimina a unos operadores frente a otros, en función de la tara de los envases comercializados y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos, adaptarla “a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años”. Dicha adaptación en las fórmulas no se extiende a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Adicionalmente la Ley 18/2014, consolida el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kilos quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares e insulares, obligación cuyo incumplimiento constituye una infracción muy grave. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determina por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno puede revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la LSH e introduce medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo (“tarifa de último recurso”) fijado por el MITECO. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: el transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. La Ley 8/2015, crea un mercado organizado de gas natural, con el propósito de facilitar la entrada de nuevos comercializadores e incrementar la competencia, creando un nuevo operador único del mercado organizado del gas, que es el encargado de gestionar el llamado “hub” gasista, el MIBGAS “Mercado Ibérico del Gas”, que vela por el cumplimiento, por todos los agentes participantes, de las reglas de mercado establecidas.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y más recientemente, por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre.

La producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

El Real Decreto 413/2014 regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Por su parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía

renovables, cogeneración y residuos. El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo. Dicho Real Decreto 900/2015, ha sido sustancialmente modificado por el Real Decreto-ley 15/2018, estando pendiente el nuevo desarrollo normativo del autoconsumo en España.

La Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, actualiza los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

a. Régimen retributivo de la actividad de generación

En la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer. El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basa en la participación en el mercado de estas instalaciones, complementando los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta retribución específica complementaria deberá ser suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. La tasa de rentabilidad para la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el primer periodo regulatorio, se establece en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo.

El Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, estableció una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, y la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, reguló el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico. Por su parte, y para el año 2016 convocatorias solo para biomasa y eólica mediante los Real Decreto 947/2015 y Orden IET/2212/2015; y la 2ª subasta de 2017 mediante el Real Decreto 650/2017 y Orden ETU/615/2017), similar a la 1ª de ese año y abierta a todas las tecnologías.

b. Régimen retributivo de la actividad de comercialización

La actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

Es destacable la Ley 24/2013, desarrollada con posterioridad por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos (consumidores de menos de una determinada potencia contratada, 10 kW, que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora libre). Estos precios serán únicos en todo el territorio español. La denominación de tarifas de último recurso queda reservada a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables, (en el marco de los cuales se definen asimismo las nuevas categorías de vulnerables severos y en riesgo de exclusión social) y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador. Dichos precios voluntarios para el pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, por analogía con la tarifa de último recurso, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización que correspondan. Además, en este Real Decreto se prevé como alternativa que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año. También se establecen los criterios para designar a los comercializadores de referencia y las obligaciones de éstos en relación con el suministro a determinados colectivos de consumidores.

El Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, establece la metodología para el cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor. La Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, fijó los valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el periodo 2014-2018, que resultan de aplicar la nueva metodología aprobada. Por su parte, el Real Decreto-ley 7/2016 y al Real Decreto 897/2017, son el marco de referencia actual de todo lo relativo al bono social y el consumidor vulnerable.

c. Déficit de tarifa

En términos de ingresos, el sistema eléctrico no ha sido autosuficiente, hasta el año 2014, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. El año 2014, fue el primer año con superávit en el sistema eléctrico tras más de una década en la que se acumularon importantes déficits, gracias a la reforma integral acometida para poner fin a la aparición de déficit de tarifa y permitir el equilibrio económico-financiero del sistema, apoyándose fundamentalmente en las siguientes normas:

- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética que introduce el IVPEE, el comúnmente denominado céntimo verde, el canon hidroeléctrico, etc...
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 Julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Además, contempla otras medidas destinadas a reequilibrar el balance entre ingresos y costes del sistema eléctrico, como la imposición de la financiación del bono social a las empresas verticalmente integradas o la reducción del incentivo a la inversión a cambio de duplicar el tiempo restante para la percepción de este incentivo. Con posterioridad se traspasó la obligación a las empresas comercializadoras (o sus matrices empresariales), obligación actualmente vigente.
- La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, incorpora el principio rector de sostenibilidad económica y financiera, por el que cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.
- El Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos en los ejercicios posteriores a 2013.

A partir de 2014, cualquier desajuste temporal entre ingresos y costes del sistema eléctrico que resulte de las liquidaciones de cierre en un ejercicio y que resulte en un déficit de ingresos así como las desviaciones transitorias entre los ingresos y costes en las liquidaciones mensuales a cuenta de la de cierre de cada ejercicio que pudieran aparecer, serán financiados por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. En caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen esos límites.

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 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 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 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.

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

Auditorías energéticas

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

Cambio climático y combustibles alternativos

Tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por los países en sus respectivos NDCs (*National Determined Contribution*) tendrán un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas. Repsol como firmante del documento *Paris Pledge for Action* apoya el acuerdo y trabaja para que la compañía sea una parte de la solución del problema climático.

En este sentido, el Consejo de Ministros aprobó el 9 de diciembre de 2016 el Marco de Acción Nacional de energías alternativas en el transporte. Además, actualmente, se encuentra en preparación en el Ministerio para la Transición Ecológica el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, así como la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Esta Ley constituye un compromiso del Gobierno para cumplir con los objetivos recogidos en el Acuerdo de París y en el marco de la Unión Europea, que España ya ha asumido.

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

Para más información en relación a los riesgos regulatorios derivados del cambio climático véase el apartado 6.1 del Informe de Gestión consolidado 2018.

Bolivia

La Constitución Boliviana del año 2009 establece que la sociedad estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) está autorizada a suscribir contratos de servicios con empresas para que en su nombre y representación realicen actividades a cambio de una retribución o pago por sus servicios.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo N° 28.701 que nacionaliza los hidrocarburos del país. Adicionalmente, se nacionalizaron las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A. (hoy YPFB Andina).

En fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley N° 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera. Adicionalmente, se promulgó la Ley N° 817 de 19 de julio de 2016 que complementa el Artículo 42 de la Ley N° 3.058, artículo que fue previamente modificado por medio de la Ley N° 767, permitiendo a YPF suscribir adendas los Contratos de Operación para ampliar el plazo.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPF Andina, firmaron con YPF los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, efectivos a partir del 2 de mayo de 2007. Adicionalmente, el 8 de Mayo de 2009 se suscribieron con YPF los Acuerdos de Entrega de Gas Natural y de Hidrocarburos Líquidos que establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de hidrocarburos por parte del Titular.

El 14 de noviembre de 2017 se suscribió una Adenda al Contrato de Operación del Área Caipipendi, misma que fue aprobada mediante Ley N° 1.013 del 27 de diciembre de 2017 y con fecha efectiva 20 de marzo de 2018. Esta Adenda tiene por objeto establecer la continuidad de las Operaciones Petroleras en el Área a partir del 2 de mayo de 2031, sujeto al cumplimiento de un nuevo plan de inversiones a ser ejecutado por el Titular.

Adicionalmente, el 13 de junio de 2018 YPF Andina S.A., YPF Chaco S.A., Repsol E&P Bolivia S.A., Shell Bolivia Corporation Sucursal Bolivia y PAE E&P Bolivia Limited (Sucursal Bolivia) suscribieron el Contrato de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación en Áreas Reservadas a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPF, correspondiente al Área Iñiguazu, aprobado mediante Ley 1.081 del 10 de agosto de 2018.

Canadá

En las provincias canadienses de Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan, donde reside el grueso de los intereses de exploración y producción de la Compañía en Canadá, los gobiernos provinciales son los propietarios de la mayoría de los derechos minerales sobre petróleo crudo y gas natural. Dichos gobiernos otorgan derechos para la explotación y la producción de petróleo y gas natural en terrenos de dominio público (“Crown lands”) en las condiciones establecidas por la legislación y los reglamentos provinciales. Además de esos terrenos públicos, la Compañía participa en acuerdos conocidos como “leases” celebrados con propietarios de terrenos con recursos minerales mediante negociación directa. Las regalías relativas a la producción en terrenos públicos los establece el reglamento gubernamental, y en general se calculan como porcentaje del valor de la producción bruta en función de la productividad de los pozos, la localización geográfica, la fecha de descubrimiento de los yacimientos, el método de recuperación y el tipo o la calidad del derivado del petróleo producido. En ocasiones, los gobiernos provinciales pueden poner en marcha programas de incentivos a la exploración y el desarrollo. Dichos programas prevén reducciones de los cánones, periodos sin pago de canon o créditos fiscales. Los cánones pagaderos por la producción en terrenos de propiedad privada se establecen mediante negociación entre el propietario y la compañía

Las empresas que operan en el sector del petróleo y el gas natural canadiense están sujetas a una gran cantidad de normas y controles sobre operaciones (que incluyen los relativos a régimen de propiedad de las tierras, exploración, desarrollo, producción, refinación, transporte y comercialización, así como cuestiones medioambientales) resultantes de la legislación y la política promulgada tanto a nivel federal (por el gobierno de Canadá) como por los distintos gobiernos provinciales. La supervisión de dichas operaciones la asumen, en general, organismos de regulación provincial que incluyen la Comisión del Petróleo y el Gas de Columbia Británica (*British Columbia Oil and Gas Commission*), el ente regulador de la Energía de Alberta (*Alberta Energy Regulator*), el Ministerio de Economía de Saskatchewan y el Ministerio de Medio Ambiente de Saskatchewan, además de órganos reguladores federales como la Agencia de Evaluación Medioambiental canadiense (*Canadian Environmental Assessment Agency*) y el Consejo de la Energía nacional de Canadá (*National Energy Board of Canada*). La legislación medioambiental restringe o prohíbe la liberación o emisión de diversas sustancias, como el dióxido sulfúrico, el dióxido de carbono y el óxido nítrico. Las normas también imponen condiciones o prohibiciones de operaciones en áreas medioambientalmente sensibles y establecen los requisitos que rigen el abandono y la reclamación de pozos e instalaciones en condiciones satisfactorias.

El incumplimiento de la legislación, reglamentos, órdenes, directivas u otras directrices aplicables puede dar lugar a multas y otras sanciones.

En noviembre de 2016, el gobierno provincial de Alberta emitió normas relativas a las emisiones de carbono que incluían una tasa sobre el carbono para todos los sectores industriales. El precio por tonelada de dióxido de carbono emitida aumentó hasta la cantidad anunciada previamente de 30 CAD en 2018 respecto a los 20 CAD de 2017. La tasa se abona en el momento en que los hidrocarburos se eliminan o se adquieren de un gasoducto u oleoductos. El reglamento contiene exenciones para productores y procesadores de materias primas hasta 2023, con algunas excepciones. La Compañía ha solicitado y recibido certificados de exención en todos los casos posibles.

Además de los reglamentos provinciales, el gobierno federal de Canadá ha anunciado, dentro del Marco canadiense sobre crecimiento limpio y cambio climático, la posibilidad de que las provincias apliquen incrementos del precio del carbono hasta 50 CAD por tonelada para 2022.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado.

La Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, estableció que todos los contratos suscritos para la exploración y explotación de hidrocarburos debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios.

Este modelo implica que el contratista se obliga a prestar los servicios con sus propios recursos económicos y a su propio riesgo. Como contraprestación el contratista recibirá una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), suscribió el contrato de prestación de servicios para el Bloque 16 que entró en vigor el 1 de enero de 2011. Asimismo, el 22 de enero de 2011 firmó el contrato de prestación de servicios del Bloque 67.

Estados Unidos

Exploración y producción en mar

Las dos agencias gubernamentales responsables de la exploración y producción en plataformas marinas son la Oficina de gestión de energía marina (*Bureau of Ocean Energy Management o BOEM*) y la Oficina encargada de seguridad y medio ambiente (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement o BSEE*) del Departamento del Interior de Estados Unidos. El BOEM se encarga de asegurar de un modo responsable el desarrollo económico y medioambiental de los recursos estadounidenses marinos. Sus funciones incluyen la emisión de “leases” (acuerdos que otorgan derechos mineros sobre petróleo y gas), la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas, la aprobación de planes de desarrollo y la realización de análisis según la Ley sobre Política Medioambiental Nacional y otros estudios medioambientales. El BSEE es responsable de la seguridad y la supervisión medioambiental de operaciones de petróleo y gas en plataformas marinas. Sus funciones incluyen el desarrollo y la aplicación de reglamentos de seguridad y medioambientales, la autorización de exploración, desarrollo y producción marina, la realización de inspecciones y la respuesta a vertidos de petróleo.

Exploración y producción en tierra

En cuanto a las actividades de exploración y producción en tierra, el sector del petróleo y el gas está regulado principalmente por la legislación de los estados individuales, excepto en lo relativo a algunos temas medioambientales y operaciones en terrenos federales. Actualmente, la Compañía tiene operaciones en Alaska, Louisiana, Pennsylvania y Texas. En sus respectivos estados, las actividades de exploración y producción están reguladas por el Departamento de Recursos Naturales de Alaska, el Departamento de Recursos Naturales de Luisiana y la Comisión de Ferrocarriles de Texas. Cada uno de estos estados cuenta con su propia agencia de protección medioambiental. En Pensilvania, el Departamento de Protección Medioambiental local es responsable tanto de las actividades de protección medioambiental como de la regulación de las actividades de exploración y producción.

Las autoridades federales tienen jurisdicción sobre algunas cuestiones medioambientales que afectan al sector del petróleo y el gas. La Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (*U.S. Environmental Protection Agency o EPA*) aplica leyes y reglamentos tales como la Ley sobre aire limpio (*Clean Air Act*), la Ley sobre agua limpia (*Clean Water Act*) y la Ley de recuperación y conservación de recursos que regula los desechos peligrosos (*Resource Conservation and Recovery Act*). El impacto medioambiental de los proyectos lo regula la Ley sobre Política Medioambiental Nacional (*National Environmental Policy Act o NEPA*), que administran varias agencias federales en función del tipo de proyecto.

Transporte

La Comisión Reguladora de la Energía Federal (*Federal Energy Regulatory Commission o FERC*) rige el transporte del gas natural en el comercio interestatal y el transporte de petróleo por oleoducto en el mismo ámbito. Los estados regulan los demás tipos de transporte.

Gas natural licuado

La Ley sobre el gas natural concede a la FERC la capacidad exclusiva de regular las instalaciones de importación y exportación de gas natural licuado, que llegan a Estados Unidos y salen del país con la autorización de la Oficina de Energía Fósil del Departamento de Energía estadounidense (*U.S. Department of Energy o DOE*).

Negociación de gas, petróleo crudo y productos refinados

La FERC regula la venta de gas natural en el comercio interestatal. Una serie de organismos reguladores estadounidenses rigen el mercado de negociación de productos de petróleo y refinados. La Comisión de Comercio Federal (*Federal Trade Commission o FTC*) regula las actividades de negociación de petróleo crudo. La Agencia de Protección Medioambiental (*EPA*) regula los productos refinados comercializados a consumidores particulares, como la gasolina y el diésel. La negociación de derivados financieros la regula la comisión del mercado de valores estadounidense (*Commodities Futures Trading Commission o CFTC*).

El 18 de diciembre de 2015 se aprobó la Ley sobre consignaciones consolidada de 2016 (Ley pública N° 114-113). Este instrumento legislativo deroga el artículo 103 de la Ley de política y conservación energética (*Energy Policy and Conservation Act o EPCA*), eliminando la prohibición de la exportación de petróleo crudo producido en Estados Unidos. Esta ley preserva el poder del Presidente para restringir las exportaciones de petróleo en respuesta a una emergencia nacional, para aplicar sanciones comerciales y para resolver la escasez de oferta de petróleo o la distorsión sostenida de los precios del petróleo en niveles muy superiores a los del mercado.

Indonesia

Conforme a la Constitución de Indonesia de 1945, todos los recursos naturales (incluidos petróleo y gas) que se encuentran en territorio indonesio son propiedad y están bajo el control del Estado. La regulación del petróleo y el gas natural en Indonesia se basa en la Ley N° 22 de 2001 ("Ley N° 22"), que establece los principios generales de la reglamentación del sector. Dichos principios se aplican mediante una serie de reglamentos de implementación promulgados conforme a la Ley N° 22 y diversas normas y decretos ministeriales.

La Ley N° 22 reestructuró y liberalizó el control estatal de la industria del petróleo y el gas. SKK Migas es el actual sucesor de *Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara ("PERTAMINA")* como parte supervisora en los contratos de producción compartida (*Production Sharing Contracts o PSC*).

El Ministerio de Energía y Recursos Minerales ("MEMR") es el responsable de aprobar el primer Plan de Desarrollo en contratos de producción compartida y de supervisar la propiedad y gestión estatal de los recursos de petróleo y gas. Con la ayuda de la Dirección General de Petróleo y Gas ("MIGAS"), el MEMR formula la política gubernamental, determina los bloques que se abrirán a subasta, se encarga de aprobar la transmisión por contratistas de sus participaciones (en consulta con SKK Migas) y emite las licencias necesarias para las actividades de refinación y marketing de petróleo y gas, como la producción de gas natural licuado que utiliza estructuras de refinación y marketing.

El Ministerio de Finanzas es el responsable de emitir instrucciones relativas a la base de la cuota gubernamental derivada de la explotación de gas natural licuado y subordinada por la Dirección General de Impuestos y la Dirección General de Aduanas, determinar los impuestos, cargas y gravámenes de la actividad de desarrollo del gas natural licuado, decidir sobre los temas relacionados con las garantías gubernamentales y formular, establecer e implementar políticas sobre bienes de propiedad estatal.

Conforme a la Ley N° 22, las empresas que deseen explorar y explotar reservas de petróleo y gas deben celebrar un Contrato de Colaboración con SKK MIGAS. La forma habitual del Contrato de Colaboración de actividades de exploración y producción en Indonesia es el PSC.

Conforme a un PSC, el gobierno de Indonesia conserva la propiedad del petróleo y el gas (antes de la entrega) y el contratista soporta todo el riesgo y los gastos de exploración, desarrollo y producción a cambio de una cuota porcentual acordada de la producción de petróleo y/o gas y la recuperación de determinados costes operativos de producción.

El 16 de enero de 2017, el gobierno de Indonesia introdujo un nuevo modelo de PSC (el "PSC *Gross Split*", o PSC con partición bruta) conforme al Reglamento N° 8 del Ministerio de Energía y Recursos Minerales de 2017 sobre el Contrato de Producción Compartida *Gross Split* ("Reglamento 8/2017"). El 28 de diciembre de 2017, el gobierno de Indonesia promulgó el Reglamento del Gobierno N° 53 de 2017 sobre el tratamiento fiscal del Contrato de Producción Compartida *Gross Split* ("RG 53/2017") que rige las condiciones fiscales aplicables a los PSC *Gross Split*.

El 17 de julio de 2018, tras el anuncio como ganador de la ronda de licitación de 2018 de South East Jambi, Repsol Exploración South East Jambi BV (anteriormente Talisman West Bengara BV) ha firmado el PSC de South East Jambi, que es el primer PSC de Repsol que adopta la forma de *Gross Split*.

Perú

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

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática.

Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector; el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y PERUPETRO. El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores establece que, los contratos que se celebren a su amparo, tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un licenciario (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el MINEM.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el MINEM.

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera. De acuerdo a la LOH, las actividades relativas a la exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, están reservadas al Estado, quien podrá realizarlas directamente o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante Empresas Mixtas en las que ostente una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

Los acuerdos de Empresas Mixtas a que se refiere la LOH, no establecen restricciones a estas sociedades para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo, reembolso de préstamos o anticipos realizados por sus accionistas en moneda extranjera (USD).

Las actividades relativas a la exploración, explotación, recolección, almacenamiento, utilización, industrialización, comercialización y transporte del gas natural no asociado y del gas asociado se rigen por lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento.

En fecha 14 de enero de 2016 se publicó el Decreto Presidencial N° 2.184 en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214, mediante el cual se declaró Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio Nacional, por un lapso de sesenta (60) días, el cual le faculta a dictar medidas excepcionales y extraordinarias de orden económico, social, ambiental, político, jurídico entre otros. El referido Decreto ha sido prorrogado consecutivamente en 17 oportunidades, siendo la última, el Decreto Presidencial N° 3.736, publicado el 11 de enero de 2019, en la Gaceta Oficial N° 6.424.

La Asamblea Nacional Constituyente fue promovida por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Nicolás Maduro, mediante el Decreto Presidencial N° 2.830 publicado el 1 de mayo de 2017, órgano al que todos los organismos del Poder Público quedan subordinados estando obligados a cumplir y a hacer cumplir los actos jurídicos que emanen de dicha Asamblea. El tiempo máximo de funcionamiento de esta Asamblea se ha fijado en un plazo de dos años.

En Gaceta Oficial N° 41.310 del 29 de diciembre de 2017, se publicó la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva, la cual establece principios, políticas y procedimientos que regulen las inversiones extranjeras productivas de bienes y servicios. La legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos de la economía se aplicará con preferencia a dicha ley, entre ellos, los relacionados con la materia de hidrocarburos, minería y telecomunicaciones. A la fecha, no ha sido publicado el Reglamento sectorial correspondiente.

El 5 de enero de 2018 culminó el plazo establecido en la Resolución N° 164 del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, publicada en la Gaceta Oficial del 6 de diciembre de 2017, para la revisión y validación de todos los contratos nacionales e internacionales suscritos y los que están por suscribirse, por parte de PDVSA, sus filiales y las Empresas Mixtas donde PDVSA posea acciones. A la fecha, el proceso de revisión continúa en curso en las Empresas Mixtas, encontrándose a la espera de los resultados del mismo.

El 6 de agosto de 2018 el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, publicó en la Gaceta Oficial N° 41.454 la Resolución 102, en la que se instruye la creación de una Comisión Especial de Contrataciones en PDVSA, con el fin de atender de manera centralizada los requerimientos para la adquisición de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios para la construcción, planes de mantenimiento y puesta en marcha de los mejoradores de crudo que sean necesarios en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías.

El 4 de septiembre de 2018, el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, publicó en la Gaceta Oficial N° 41.474 la Resolución N° 115, mediante la cual se crea una Comisión Técnica para la Reorganización de PDVSA y sus empresas filiales. Una vez instalada y en un lapso no mayor de 30 días contados a partir de la fecha de publicación de la Resolución, la Comisión Técnica deberá presentar para la aprobación del Presidente de PDVSA, el plan de trabajo con un cronograma de actividades sujeto a las prioridades de la empresa.

Régimen monetario

El 20 de febrero de 2018, se anunció el lanzamiento de la criptomoneda "Petro", respaldada con reservas del campo 1 del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, con el objetivo de crear una moneda alternativa al dólar y una economía digital y transparente para el beneficio de los países emergentes. Dicha compra podrá realizarse en divisas convertibles: yuanes, liras turcas, euros y rublos. El 19 de marzo, el Presidente de los Estados Unidos de América firmó la orden ejecutiva por la que prohíbe a personas estadounidenses y residentes en Estados Unidos realizar transacciones con cualquier moneda digital emitida por el gobierno venezolano a partir del 9 de enero de 2018, lo cual aumenta el régimen de sanciones de dicho país sobre personas naturales y jurídicas de Venezuela.

El 25 de julio de 2018, fue publicado por la Presidencia de la República en la Gaceta Oficial N° 41.446 el Decreto N° 3.548, mediante el cual se establece que, a partir del 20 de agosto de 2018, todos los importes monetarios expresados en moneda nacional antes de esa fecha, deberán ser convertidos a la nueva unidad monetaria, dividiendo las unidades actuales entre cien mil (100.000).

El 2 de agosto de 2018, la Asamblea Nacional Constituyente publicó en la Gaceta Oficial N° 41.452 un Decreto mediante el cual se establece la Derogatoria de la Ley del Régimen Cambiario y sus Ilícitos, con el propósito de otorgar a los particulares, tanto a personas naturales como jurídicas, nacionales o extranjeras, las más amplias garantías para el desempeño de su mejor participación en el modelo de desarrollo socioeconómico del país.

El 7 de septiembre de 2018 el Banco Central de Venezuela (BCV) publicó en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.405 el denominado Convenio Cambiario N° 1¹ (el "Convenio Cambiario"), cuyo objeto es el de establecer la libre convertibilidad de la moneda en todo el territorio nacional. El Convenio derogó los Convenios Cambiarios que se encontraban vigentes hasta el momento de su publicación. Los aspectos más relevantes son: i) se desarrollan los principios generales del nuevo Sistema de Mercado Cambiario; ii) se restablece la libre convertibilidad de la moneda y el cese de las restricciones sobre las operaciones cambiarias; iii) se faculta al BCV para centralizar, administrar y regular la operatividad del nuevo Sistema del Mercado Cambiario; iv) todas las operaciones de compra y venta de moneda extranjera del sector público y privado se realizarán al tipo de cambio promedio ponderado que el BCV publique en su página web; v) reconoce la validez de la suscripción de contratos en moneda extranjera; vi) se garantiza la participación de las empresas del sector privado a través de: (a) la compra y venta de posiciones en moneda extranjera (subastas); (b) operaciones cambiarias al menudeo y; (c) operaciones de compra y venta de títulos valores en moneda nacional; vii) se regula lo relativo al régimen cambiario aplicable al sector público petrolero.

1. Pendiente regulación por parte de Banco Central de Venezuela.

