

# **Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes**

Informe de Auditoría

Cuentas Anuales Consolidadas del  
ejercicio terminado el 31 de  
diciembre de 2017 e Informe de  
Gestión Consolidado

## **INFORME DE AUDITORÍA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS EMITIDO POR UN AUDITOR INDEPENDIENTE**

A los accionistas de REPSOL, S.A.:

### **Informe sobre las cuentas anuales consolidadas**

---

#### **Opinión**

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de REPSOL, S.A. (la Sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el balance de situación a 31 de diciembre de 2017, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de ingresos y gastos reconocidos, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2017, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

---

#### **Fundamento de la opinión**

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida.

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

## Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

### **Evaluación de la recuperabilidad de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) del segmento *Upstream* y del fondo de comercio asignado al mismo.**

#### Descripción

Tal y como se describe en las Notas 10, 11 y 12 de la memoria consolidada adjunta, a 31 de diciembre de 2017 el inmovilizado material neto correspondiente a las UGEs del segmento *Upstream* asciende a 13.632 millones de euros, los negocios conjuntos y entidades asociadas correspondientes al segmento *Upstream* ascienden a 5.714 millones de euros, y el fondo de comercio asignado al mismo, que corresponde principalmente al surgido tras la compra de Talisman Energy, asciende a 2.347 millones de euros.

El Grupo efectúa, al menos una vez al año, un test de deterioro sobre cada una de las UGEs de este segmento para evaluar la recuperabilidad de los activos asociados a las citadas UGEs y del fondo de comercio afecto, que depende de la situación económica de los negocios de *Upstream* y de los flujos de caja futuros calculados por el Grupo, que exigen la realización de juicios y estimaciones significativos.

Los juicios y estimaciones más significativos recaen en los precios futuros de los hidrocarburos, las estimaciones de reservas de crudo y gas, las tasas de descuento y otras asunciones propias del negocio como las inversiones de capital o los costes asociados a la extracción de hidrocarburos.

#### Procedimientos aplicados en la auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría han incluido la revisión de los controles relevantes establecidos por la Dirección relacionados con el proceso de la evaluación de la recuperabilidad de los activos. También hemos evaluado la metodología e hipótesis aplicadas por el Grupo para la elaboración de los flujos de caja futuros.

Hemos contrastado las estimaciones de precios futuros de hidrocarburos con las curvas forward existentes a cierre del ejercicio, previsiones de analistas, bancos de inversión y agencias de referencia como la Agencia Internacional de la Energía o la Administración de Información Energética de Estados Unidos.

Para la revisión de las tasas de descuento calculadas por la Compañía, hemos involucrado a nuestros expertos internos en valoración que han revisado la información de mercado disponible y la metodología de cálculo utilizada, y han llevado a cabo un contraste independiente.

Asimismo, hemos contrastado las asunciones propias del negocio con los presupuestos de las diferentes unidades de negocio del Grupo, así como con los datos reales de ejercicios anteriores.

**Evaluación de la recuperabilidad de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) del segmento *Upstream* y del fondo de comercio asignado al mismo.**

**Descripción**

Por incluir la realización de juicios y estimaciones significativos y por la volatilidad del precio de los hidrocarburos, especialmente en los últimos años, la situación descrita ha sido considerada como una cuestión clave para nuestra auditoría.

**Procedimientos aplicados en la auditoría**

Para determinados activos y pasivos afectos a proyectos y negocios adquiridos en la operación de Talisman Energy, hemos contrastado el importe registrado en libros con la información contenida en el informe de un valorador independiente obtenido por el Grupo Repsol (véase Nota 13).

Respecto al contraste de este informe de valorador independiente, hemos evaluado el resultado de su trabajo, la competencia, capacidad y objetividad de este especialista para determinar su adecuación como evidencia de auditoría.

Por otra parte, y en relación con el fondo de comercio afecto al segmento *Upstream*, hemos revisado los cálculos que soportan la recuperabilidad del fondo de comercio por comparación del mayor valor recuperable de las UGEs, revisado de acuerdo a los procedimientos anteriormente indicados, con respecto al importe en libros de los activos afectos. Igualmente hemos obtenido y analizado los análisis de sensibilidad preparados por la Dirección del Grupo, en los que hemos comprobado cómo la Dirección ha estresado aquellas hipótesis para las que el test de deterioro presenta una mayor sensibilidad, es decir, aquellas con mayor efecto sobre la determinación del valor recuperable de los activos.

Por último, hemos revisado los desgloses incluidos por el Grupo en las cuentas anuales consolidadas adjuntas en relación con estos aspectos, para evaluar si los mismos resultan adecuados.

## Estimación de reservas de hidrocarburos.

### Descripción

Tal y como se describe en la Nota 3 de la memoria consolidada adjunta, la estimación de reservas de crudo y gas supone un área de juicio significativo que impacta directamente en procesos como la evaluación de la recuperabilidad de activos del segmento *Upstream* y la amortización de inversiones en zonas con reservas.

Existen incertidumbres técnicas para determinar la cantidad de reservas de cada bloque, así como sofisticados acuerdos contractuales que determinan el porcentaje de reservas netas correspondientes al Grupo. El impacto que estos aspectos tienen sobre la evaluación de la recuperabilidad de dichos activos y sobre la amortización de estas inversiones, son los motivos por los que la situación descrita ha sido considerada como una cuestión clave para nuestra auditoría.

### Procedimientos aplicados en la auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría han consistido, entre otros, en la obtención de un adecuado entendimiento del proceso de la estimación de reservas de hidrocarburos y en la revisión de los controles relevantes establecidos por la Dirección relacionados con este proceso. Hemos obtenido y analizado los principales movimientos de reservas del ejercicio y hemos verificado si las altas y bajas de reservas se han producido en el periodo adecuado, así como el contraste de las reservas estimadas por el Grupo con la información contenida en los informes de auditoría de reservas de hidrocarburos realizadas por firmas independientes de ingeniería (ver Nota 3).

Respecto al contraste de estos informes de auditoría de reservas, realizados por compañías especializadas en el sector de los hidrocarburos con extensas credenciales en la evaluación de reservorios, hemos evaluado el resultado de su trabajo, la competencia, capacidad y objetividad de estos especialistas para realizar las estimaciones de reservas y determinar su adecuación como evidencia de auditoría. Hemos revisado la consistencia de los datos proporcionados por el Grupo a dichas compañías y hemos revisado los informes emitidos por éstos y conciliado con las reservas utilizadas por el Grupo Repsol a efectos de la amortización y recuperabilidad de los diferentes activos.

## Evaluación de la recuperabilidad de activos en Venezuela.

### Descripción

Tal y como se describe en la Nota 21.3 de la memoria consolidada adjunta, la exposición patrimonial del Grupo Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2017 asciende a unos 1.480 millones de euros, que corresponde principalmente a la financiación otorgada en dólares a sus negocios conjuntos (Cardón IV y Petroquiriquire) en ese país y, en menor medida, a las cuentas por cobrar con la empresa Petróleos de Venezuela SA (PDVSA).

La situación de elevada inestabilidad económica, política y regulatoria de Venezuela, la declaración de estado de emergencia económica del país, el sistema cambiario regulado, con una economía que presenta altísimos niveles de inflación, y un sector petrolero con una elevada intervención y participación del sector público, puede afectar tanto a la valoración como al momento en el que el Grupo Repsol obtendrá los flujos de caja estimados por la operación de sus activos en Venezuela. Estos son los motivos por los que la situación descrita ha sido considerada como una cuestión clave para nuestra auditoría.

### Procedimientos aplicados en la auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría han consistido, entre otros, en la comprensión del proceso que sigue el Grupo para la valoración de los activos en Venezuela y, en particular, en la revisión de los controles relevantes establecidos por la Dirección relacionados con este proceso.

Hemos revisado la recuperabilidad de las UGEs específicas de Venezuela de acuerdo con los procedimientos comentados en la primera cuestión clave de auditoría. Asimismo, hemos evaluado la recuperabilidad de la financiación concedida por el Grupo a los negocios conjuntos de Venezuela, y de las cuentas por cobrar con PDVSA, mediante la revisión de las hipótesis y asunciones utilizadas para realizar el test de deterioro de estos activos financieros, y la revisión de su consistencia con el resto de hipótesis empleadas en el análisis de la exposición del Grupo en Venezuela. Asimismo, hemos realizado procedimientos sustantivos encaminados a verificar el cumplimiento de las cláusulas contractuales y otros procedimientos sustantivos analíticos para revisar la evolución de los negocios afectados. También hemos obtenido el reporte del auditor independiente del componente Cardón IV, que incluye una opinión favorable, y hemos supervisado su trabajo y revisado sus conclusiones, de acuerdo con lo estipulado en la NIA-ES 600.

Adicionalmente, hemos contrastado la evaluación del deterioro por riesgo de crédito en Venezuela calculada por el Grupo Repsol con la información contenida en el informe de experto independiente obtenido por el Grupo para validar los juicios de la Dirección (Véase Nota 21.3). Respecto al contraste de este informe de experto independiente, hemos evaluado el resultado

## Evaluación de la recuperabilidad de activos en Venezuela.

### Descripción

### Procedimientos aplicados en la auditoría

de su trabajo, la competencia, capacidad y objetividad de estos especialistas para determinar su adecuación como evidencia de auditoría.

Asimismo, hemos revisado la adecuada aplicación de la moneda funcional definida por el Grupo y evaluado el impacto que la diferente regulación cambiaria (convenios cambiarios, subasta de divisas...) tiene sobre las transacciones de las sociedades del Grupo en Venezuela.

Por último, hemos revisado los desgloses incluidos por el Grupo en las cuentas anuales consolidadas adjuntas (véanse Notas 7, 12 y 21) en relación con estos aspectos, para evaluar si los mismos resultan adecuados.

## Recuperabilidad de impuestos diferidos de activo y estimación del impuesto sobre beneficios

### Descripción

El balance consolidado al cierre de 2017 incluye un saldo de 4.057 millones de euros de impuestos diferidos de activo, de los que 3.809 millones de euros corresponden a bases imponibles negativas y deducciones pendientes de aplicar. La estimación del impuesto sobre beneficios del Grupo asciende a 1.220 millones de euros.

Al cierre del ejercicio, los Administradores realizan proyecciones para evaluar la recuperabilidad de los impuestos diferidos de activo, teniendo en cuenta las novedades legislativas y los últimos planes de negocio

### Procedimientos aplicados en la auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría han incluido la revisión de los controles relevantes establecidos por la Dirección relacionados con el proceso que sigue el Grupo para la estimación del impuesto sobre beneficios, y para la evaluación de la recuperabilidad de los activos por impuesto diferido. Asimismo, hemos involucrado a nuestros expertos internos en el área fiscal, que nos han ayudado a evaluar la razonabilidad de los criterios seguidos por los Administradores en lo que respecta a la recuperabilidad de los impuestos diferidos de activo y a la estimación del impuesto sobre beneficios, principalmente en lo que

## Recuperabilidad de impuestos diferidos de activo y estimación del impuesto sobre beneficios

### Descripción

aprobados para los distintos activos y unidades de negocio.

Adicionalmente, como consecuencia de las diferentes jurisdicciones en las que opera el Grupo, principalmente en el segmento de *Upstream*, los Administradores estiman el gasto por impuesto del ejercicio considerando, en su caso, los acuerdos contractuales existentes para operar en los diferentes bloques y la legislación tributaria de hidrocarburos aplicable.

Identificamos esta cuestión como clave en nuestra auditoría por el elevado nivel de juicio que requiere la preparación de estas proyecciones, básicamente en lo que respecta a la estimación de los planes de negocios, así como por el elevado número de jurisdicciones en las que opera el Grupo y la complejidad tanto de la legislación tributaria de hidrocarburos aplicable como de los acuerdos contractuales existentes.

### Procedimientos aplicados en la auditoría

respecta a la adecuación del tratamiento fiscal de las operaciones a la normativa fiscal y contractual aplicable en cada situación y jurisdicción.

Respecto a la recuperabilidad de los impuestos diferidos de activo, hemos obtenido y analizado las proyecciones futuras estimadas por la Dirección, evaluando las hipótesis clave empleadas, e incluyendo el análisis de la coherencia de los resultados reales obtenidos por los distintos negocios en comparación con los proyectados en el ejercicio anterior, la obtención de evidencia de la aprobación de los resultados presupuestados incluidos en las proyecciones del ejercicio actual, así como la razonabilidad de las estimaciones de las proyecciones de los flujos futuros y la congruencia de las mismas con las utilizadas en otras áreas estimativas, como las utilizadas en la evaluación de la recuperabilidad de activos.

Respecto a la adecuación del tratamiento fiscal aplicable en cada situación y jurisdicción hemos revisado la estimación del impuesto sobre beneficios y de los impuestos diferidos registrados durante el ejercicio, analizando las diferencias entre imputaciones contables y fiscales, evaluando su calificación como temporales o permanentes, y la tasa fiscal aplicable a cada componente en función de los acuerdos contractuales existentes y la legislación tributaria de hidrocarburos aplicable a cada componente.

Por último, hemos revisado los desgloses incluidos por el Grupo en las cuentas anuales consolidadas adjuntas (véase Nota 23) en relación con estos aspectos, para evaluar si los mismos resultan adecuados.



---

## **Otra información: Informe de gestión consolidado**

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2017, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado se encuentra definida en la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, que establece dos niveles diferenciados sobre la misma:

- a) Un nivel específico que resulta de aplicación al estado de la información no financiera consolidado, así como a determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, según se define en el art. 35.2.b) de la Ley 22/2015, de Auditoría de Cuentas, que consiste en comprobar únicamente que la citada información se ha facilitado en el informe de gestión consolidado y, en caso contrario, a informar sobre ello.
- b) Un nivel general aplicable al resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado, que consiste en evaluar e informar sobre la concordancia de la citada información con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas y sin incluir información distinta de la obtenida como evidencia durante la misma, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en el informe de gestión consolidado y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

---

## **Responsabilidad de los administradores y de la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante en relación con las cuentas anuales consolidadas**

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los citados administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La Comisión de Auditoría y Control de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

---

### **Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas**

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

En el Anexo 1 de este informe de auditoría se incluye una descripción más detallada de nuestras responsabilidades en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas. Esta descripción que se encuentra en los números de página 11 y 12 es parte integrante de nuestro informe de auditoría.

### **Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios**

---

#### **Informe adicional para la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante**

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para la Comisión de Auditoría y Control de la Sociedad dominante de fecha 27 de febrero de 2018.

---

### **Periodo de contratación**

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de mayo de 2017 nos nombró como auditores del Grupo por un período de un año, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General de Accionistas para el periodo de 1 año y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 1990.

DELOITTE, S.L.

Inscrita en el R.O.A.C nº S0692



Javier Ares San Miguel

Inscrito en el R.O.A.C nº 06176

27 de febrero de 2018

## **Anexo 1 de nuestro informe de auditoría**

Adicionalmente a lo incluido en nuestro informe de auditoría, en este Anexo incluimos nuestras responsabilidades respecto a la auditoría de las cuentas anuales consolidadas.

---

### **Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas**

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con la Comisión de Auditoría y Control de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados

y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a la Comisión de Auditoría y Control de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables, incluidos los de independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación a la Comisión de Auditoría y Control de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del período actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

Grupo REPSOL

**2017** Cuentas anuales  
consolidadas





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 2017 y 2016

	Nota	Millones de euros	
		2017	2016
Ventas		41.242	34.556
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		426	133
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		206	129
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de activos		864	1.625
Otros ingresos de explotación		710	990
<b>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN</b>	20	<b>43.448</b>	<b>37.433</b>
Aprovisionamientos		(30.251)	(23.615)
Gastos de personal		(1.892)	(2.501)
Otros gastos de explotación		(5.195)	(5.930)
Amortización del inmovilizado		(2.399)	(2.529)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de activos		(922)	(947)
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	20	<b>(40.659)</b>	<b>(35.522)</b>
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>2.789</b>	<b>1.911</b>
Ingresos financieros		194	176
Gastos financieros		(677)	(741)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		34	189
Diferencias de cambio		151	94
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		(14)	48
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	22	<b>(312)</b>	<b>(234)</b>
RESULTADO INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN - neto de impuestos	12	904	194
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>3.381</b>	<b>1.871</b>
Impuesto sobre beneficios	23	(1.220)	(391)
<b>RESULTADO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>		<b>2.161</b>	<b>1.480</b>
RESULTADO DE OPERACIONES CONTINUADAS ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS		(40)	(43)
<b>RESULTADO OPERACIONES CONTINUADAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>2.121</b>	<b>1.437</b>
RESULTADO OPERACIONES INTERRUMPIDAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		-	299
<b>RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>2.121</b>	<b>1.736</b>
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>Euros / acción</b>	
Básico	24	1,35	1,11
Diluido	24	1,35	1,11

Las notas 1 a 31 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.



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

Estado de ingresos y gastos reconocidos correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO <sup>(1)</sup></b>	<b>2.161</b>	<b>1.779</b>
Por ganancias y pérdidas actuariales	1	(5)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	1	(6)
Efecto impositivo	-	-
<b>OTRO RESULTADO GLOBAL (Partidas no reclasificables al resultado)</b>	<b>2</b>	<b>(11)</b>
<b>Activos financieros disponibles para la venta:</b>	<b>6</b>	<b>1</b>
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	6	1
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	-	-
<b>Cobertura de flujos de efectivo:</b>	<b>22</b>	<b>18</b>
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(5)	(16)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	27	34
<b>Diferencias de conversión:</b>	<b>(2.660)</b>	<b>505</b>
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(2.622)	560
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(38)	(55)
<b>Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:</b>	<b>(132)</b>	<b>152</b>
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(175)	99
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	43	53
<b>Efecto impositivo</b>	<b>(30)</b>	<b>15</b>
<b>OTRO RESULTADO GLOBAL (Partidas reclasificables al resultado)</b>	<b>(2.794)</b>	<b>691</b>
<b>TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL</b>	<b>(2.792)</b>	<b>680</b>
<b>RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO</b>	<b>(631)</b>	<b>2.459</b>
a) Atribuidos a la entidad dominante	(662)	2.413
b) Atribuidos a intereses minoritarios	31	46

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

Las notas 1 a 31 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 2017 y 2016

	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio							Patrimonio Neto
	Fondos Propios					Otro resultado global acumulado	Intereses minoritarios	
Millones de euros	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio			
<b>Saldo final al 31/12/2015</b>	<b>1.442</b>	<b>26.030</b>	<b>(248)</b>	<b>(1.398)</b>	<b>1.017</b>	<b>1.691</b>	<b>228</b>	<b>28.762</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos</b>	-	(11)	-	1.736	-	688	46	2.459
<b>Operaciones con socios o propietarios:</b>								
Ampliación/(Reducción) de capital	54	(54)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(61)	247	-	-	-	-	186
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(243)	-	-	-	-	-	(243)
<b>Otras variaciones de patrimonio neto:</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	(1.398)	-	1.398	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(29)	-	-	7	-	-	(22)
Otras variaciones	-	(2)	-	-	-	1	-	(1)
<b>Saldo final al 31/12/2016</b>	<b>1.496</b>	<b>24.232</b>	<b>(1)</b>	<b>1.736</b>	<b>1.024</b>	<b>2.380</b>	<b>244</b>	<b>31.111</b>
<b>Total Ingresos / (gastos) reconocidos</b>	-	2	-	2.121	-	(2.785)	31	(631)
<b>Operaciones con socios o propietarios:</b>								
Ampliación/(Reducción) de capital	60	(60)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	-	(44)	-	-	-	-	(44)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(342)	-	-	-	-	-	(342)
<b>Otras variaciones de patrimonio neto:</b>								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	1.736	-	(1.736)	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(29)	-	-	-	-	-	(29)
Otras variaciones	-	2	-	-	-	1	-	3
<b>Saldo final al 31/12/2017</b>	<b>1.556</b>	<b>25.541</b>	<b>(45)</b>	<b>2.121</b>	<b>1.024</b>	<b>(404)</b>	<b>270</b>	<b>30.063</b>

Las notas 1 a 31 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 2017 y 2016

	Nota	Millones de euros	
		2017	2016
<b>Resultado antes de impuestos</b>		<b>3.381</b>	<b>1.871</b>
<b>Ajustes de resultado:</b>		<b>1.872</b>	<b>2.547</b>
Amortización del inmovilizado	10 y 11	2.399	2.529
Otros ajustes del resultado (netos)		(527)	18
<b>Cambios en el capital corriente</b>		<b>(110)</b>	<b>(517)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>		<b>(30)</b>	<b>(11)</b>
Cobros de dividendos	12	511	920
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(320)	(264)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(221)	(667)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>25</b>	<b>5.113</b>	<b>3.890</b>
<b>Pagos por inversiones:</b>	1.4, 10 y 11	<b>(3.094)</b>	<b>(3.649)</b>
Empresas del grupo y asociadas		(327)	(842)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.300)	(2.003)
Otros activos financieros		(467)	(804)
<b>Cobros por desinversiones:</b>	1.4	<b>254</b>	<b>4.056</b>
Empresas del grupo y asociadas		16	3.090
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		78	813
Otros activos financieros		160	153
<b>Otros flujos de efectivo</b>		<b>51</b>	<b>(16)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>25</b>	<b>(2.789)</b>	<b>391</b>
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:</b>	6	<b>(293)</b>	<b>(92)</b>
Emisión		-	23
Amortización		-	(23)
Adquisición		(304)	(103)
Enajenación		11	11
<b>Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:</b>	7	<b>(1.163)</b>	<b>(910)</b>
Emisión		10.285	12.712
Devolución y amortización		(11.448)	(13.622)
<b>Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio</b>	6	<b>(332)</b>	<b>(420)</b>
<b>Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:</b>		<b>(573)</b>	<b>(631)</b>
Pagos de intereses		(537)	(591)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(36)	(40)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>	<b>25</b>	<b>(2.361)</b>	<b>(2.053)</b>
<b>EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO</b>		<b>(49)</b>	<b>11</b>
<b>AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES</b>		<b>(86)</b>	<b>2.239</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO</b>		<b>4.687</b>	<b>2.448</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO:</b>	7	<b>4.601</b>	<b>4.687</b>
Caja y bancos		3.753	3.207
Otros activos financieros		848	1.480

Las notas 1 a 31 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo consolidado.

Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol  
MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2017

ÍNDICE

<b>INFORMACIÓN GENERAL</b> .....	8
(1) INFORMACIÓN GENERAL .....	8
(2) BASES DE PRESENTACIÓN.....	10
(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES .....	15
<b>INFORMACIÓN POR SEGMENTOS</b> .....	19
<b>ESTRUCTURA DE CAPITAL, ENDEUDAMIENTO Y RECURSOS FINANCIEROS</b> .....	21
(5) ESTRUCTURA DEL CAPITAL .....	21
(6) PATRIMONIO NETO .....	22
(7) INSTRUMENTOS FINANCIEROS .....	25
(8) OPERACIONES CON DERIVADOS Y OTROS.....	31
(9) RIESGOS FINANCIEROS.....	33
<b>ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES</b> .....	38
(10) INMOVILIZADO INTANGIBLE .....	38
(11) INMOVILIZADO MATERIAL .....	40
(12) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN .....	41
(13) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	45
(14) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES.....	46
<b>COMPROMISOS, GARANTÍAS Y LITIGIOS</b> .....	48
(15) COMPROMISOS Y GARANTÍAS.....	48
(16) LITIGIOS.....	49
<b>ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES</b> .....	52
(17) EXISTENCIAS.....	52
(18) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR .....	52
(19) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	53
<b>RESULTADOS</b> .....	54
(20) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN .....	54
(21) DETERIORO DE ACTIVOS.....	57
(22) RESULTADO FINANCIERO .....	62
(23) IMPUESTOS .....	63
(24) BENEFICIO POR ACCIÓN .....	69
<b>FLUJOS DE EFECTIVO</b> .....	70
<b>OTRA INFORMACIÓN</b> .....	72
(26) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS.....	72
(27) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO .....	73
(28) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL.....	77
(29) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....	80
(30) OTROS DESGLOSES.....	82
(31) HECHOS POSTERIORES .....	83
<b>ANEXOS:</b>	
ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2017 .....	84
ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN .....	90
ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2017 .....	93
ANEXO III: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS Y CONCILIACIÓN CON ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE .....	99
ANEXO IV: MARCO REGULATORIO .....	101

## (1) INFORMACIÓN GENERAL

### 1.1) Sobre el Grupo Repsol

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

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

### 1.2) Sobre la sociedad matriz

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

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

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

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

### 1.3) Sobre las Cuentas Anuales consolidadas 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 2017, 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.<sup>1</sup> en su reunión de 27 de febrero de 2018 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 modificación<sup>2</sup>.

Junto con 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](http://www.repsol.com).

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 19 de mayo de 2017.

#### 1.4) Composición del Grupo y principales variaciones del perímetro

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 los Anexos I y II 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 2017 no ha habido variaciones significativas en el perímetro del Grupo. Para más información sobre cambios en la composición del Grupo, véase el Anexo Ib "*Principales variaciones del perímetro de consolidación*".

Durante el año 2016 por el contrario se produjeron cambios significativos en la composición del Grupo como consecuencia de distintas desinversiones<sup>1</sup> (venta del 10% en Gas Natural SDG, venta de instalaciones de gas canalizado GLP en España, venta del negocio de GLP en Perú y en Ecuador, venta del negocio eólico en el Reino Unido, venta del Repsol E&P T&T Limited, venta de la participación en Tangguh LNG en Papúa Occidental (Indonesia). También hay que mencionar que durante 2016 concluyó la combinación de negocios iniciada el 8 de mayo de 2015 por la que Repsol adquirió el 100% de las acciones de Talisman Energy Inc. (en adelante "ROGCI").

---

<sup>1</sup> Para más información, véanse las Cuentas Anuales consolidadas de 2016.

## (2) BASES DE PRESENTACIÓN

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 *International Accounting Standards Board* (IASB), adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2017<sup>1</sup> y demás disposiciones del marco normativo aplicable<sup>2</sup>. Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2017 no han supuesto impactos en sus estados financieros<sup>3</sup> salvo ciertos desgloses adicionales (ver Nota 25.3).

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas<sup>4</sup>.

Los criterios contables utilizados por las sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

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) Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados aplicando el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance, ii) las partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio del periodo en el que se devengan las transacciones (no obstante, en el caso de transacciones relevantes, o cuando los tipos de cambio hayan fluctuado de forma significativa a lo largo del periodo, se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la transacción) 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.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido:

	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,20	1,13	1,05	1,11
Real brasileño	3,97	3,61	3,43	3,86

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Aquellas políticas consideradas significativas atendiendo a 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 correspondientes notas.

<sup>3</sup> Las normas aplicadas a partir del 1 de enero de 2017 son: i) Modificaciones a la NIC 12 *Reconocimiento de activos por impuesto diferido por pérdidas no realizadas*; ii) Modificaciones a la NIC 7 *Iniciativa de información a revelar*; y iii) Mejoras Anuales a las NIIF, *Ciclo 2014-2016* que incluyen Modificaciones a NIIF 12 *Información a revelar sobre participaciones en otras entidades*.

<sup>4</sup> 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.

## 2.1) Comparación de la información

De acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente a 31 de diciembre de 2016 se ha re-expresado, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2016, 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 6.

## 2.2) 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
<b>Adoptadas por la Unión Europea</b>	
NIIF 9 <i>Instrumentos Financieros</i>	1 de enero de 2018
NIIF 15 <i>Ingresos de Contratos con Clientes</i>	1 de enero de 2018
Clarificaciones a la NIIF 15 <i>Ingresos de contratos con clientes</i>	1 de enero de 2018
Modificaciones a la NIIF 4 Aplicación de la NIIF 9 <i>Instrumentos financieros</i> con la NIIF 4 <i>Contratos de seguros</i> <sup>(1)</sup>	1 de enero de 2018
Mejoras Anuales a las NIIF, <i>Ciclo 2014-2016</i> <sup>(1) (3)</sup>	1 de enero de 2018
NIIF 16 <i>Arrendamientos</i>	1 de enero de 2019
<b>Pendientes de adopción por la Unión Europea<sup>2</sup></b>	
Modificaciones a la NIIF 2 <i>Clasificación y valoración de transacciones con pagos basados en acciones</i>	1 de enero de 2018
Modificaciones a la NIC 40 <i>Transferencias de propiedades de inversión</i>	1 de enero de 2018
Interpretación CINIIF 22 <i>Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada</i>	1 de enero de 2018
Interpretación CINIIF 23 <i>Incertidumbre sobre tratamientos del impuesto a las ganancias</i>	1 de enero de 2019
Modificaciones a NIIF 9 <i>Características de cancelación anticipada con compensación negativa</i>	1 de enero de 2019
Modificaciones a NIC 28 <i>Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos</i>	1 de enero de 2019
Mejoras Anuales a las NIIF, <i>Ciclo 2015-2017</i> <sup>(4)</sup>	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
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> <sup>(5)</sup>	Indefinido

<sup>1</sup> No se han identificado impactos significativos derivados de su aplicación.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Incluye Modificaciones a NIIF 1 *Adopción por primera vez de las NIIF* y Modificaciones a NIC 28 *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos* con aplicación 1 de enero de 2018.

<sup>4</sup> 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*.

<sup>5</sup> La aplicación de estas modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28, que fueron emitidas en septiembre de 2014, han sido diferidas de forma indefinida en diciembre de 2015, hasta el momento en que el IASB finalice el Proyecto relativo al Método de la Participación, que a su vez ha sido pospuesto hasta la fase de Post-Implementación de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

### **NIIF 9 Instrumentos Financieros:**

La NIIF 9 sustituirá a la NIC 39 a partir del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2018. Existen diferencias relevantes con la norma actual de reconocimiento y valoración de los instrumentos financieros. El Grupo aplicará la NIIF 9 sin re-expresión de la información comparativa, por lo que el impacto de la primera aplicación sobre los activos y pasivos financieros será reconocido en reservas el 1 de enero de 2018.



A partir del análisis de los activos y pasivos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2017, efectuado sobre la base de los hechos y circunstancias existentes a dicha fecha, los impactos estimados por la primera aplicación de la NIIF 9 son los siguientes:

a) Clasificación y valoración de activos financieros<sup>1</sup>:

La NIIF 9 establece nuevas categorías en las que se deben clasificar los activos financieros a efectos de su valoración.

El Grupo no espera ningún cambio o impacto significativo en su balance ni en su patrimonio como consecuencia de los nuevos criterios de clasificación y valoración.

b) Deterioro de activos financieros:

La NIIF 9 requiere la aplicación de un modelo basado en la pérdida esperada, frente al modelo de NIC 39, estructurado sobre la pérdida incurrida. Bajo dicho modelo la entidad contabilizará la pérdida esperada, así como los cambios en ésta a cada fecha de presentación, para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde la fecha de reconocimiento inicial. Es decir, ya no es necesario que se produzca un evento de deterioro antes de reconocer una pérdida crediticia.

Los activos financieros valorados a coste amortizado, los importes pendientes de cobro a clientes y los contratos de garantía financiera estarán sujetos a lo dispuesto en la NIIF9 en materia de deterioro de valor. El Grupo aplicará el enfoque simplificado para reconocer la pérdida de crédito esperada durante toda la vida de sus cuentas de deudores comerciales. El Grupo cuenta con modelos propios de valoración del riesgo de sus clientes y de estimación de la pérdida esperada a partir de la probabilidad de impago, del saldo expuesto y de la severidad estimada, teniendo en cuenta la información disponible de cada cliente (sector de actividad, comportamiento histórico de los pagos, información financiera...).

Repsol está ultimando su modelo de pérdida esperada bajo NIIF 9. El impacto estimado de la adopción de la NIIF 9 a 1 de enero de 2018 asciende a -350 millones de euros, aproximadamente, sobre "*Patrimonio Neto*", fundamentalmente por los activos financieros vinculados a Venezuela<sup>2</sup>. El riesgo de un agravamiento de la situación excepcional de Venezuela, de acuerdo con la metodología establecida por la NIIF 9, ha llevado a utilizar diversos escenarios de severidad para cuantificar posibles pérdidas adicionales a las ya registradas al cierre del ejercicio 2017 (ver Nota 21).

c) Contabilidad de coberturas:

La NIIF 9 ha aportado un mayor grado de flexibilidad en cuanto a las clases de operaciones aptas para la aplicación de la contabilidad de coberturas, concretamente ampliando las clases de instrumentos que cumplen con los criterios para su consideración como instrumentos de coberturas, y en cuanto a las clases de componentes de riesgo de las partidas no financieros que son aptas para la contabilización de coberturas. Asimismo, se ha revisado el test de eficacia, que ha sido sustituido por el principio de "relación económica". La evaluación retroactiva de la eficacia de la cobertura ha dejado de ser necesaria.

Dado que los nuevos requisitos de contabilidad de coberturas se acercarán más a las políticas de gestión del riesgo del Grupo, tras la evaluación realizada de las relaciones de cobertura existentes (ver Nota 8), las mismas cumplen con las condiciones para su continuidad como relaciones de cobertura con aplicación de la NIIF 9. Por otro lado, el Grupo seguirá incluyendo en las relaciones de cobertura el componente a plazo de los contratos de seguro de cambio.

<sup>1</sup> 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 activos financieros, en general, se medirán a su valor razonable con cambios en otro resultado integral. 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 integral" los cambios posteriores en el valor razonable de determinadas inversiones en instrumentos de patrimonio y, en general, en este caso solo los dividendos se reconocerán posteriormente en resultados.

<sup>2</sup> Se ha tenido en cuenta para cuantificar este efecto las consideraciones establecidas en las "Modificaciones a la NIC 28 *Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos*" sobre los saldos de la inversión neta en Cardón IV.

**NIIF 15 Ingresos de Contratos con Clientes:**

La NIIF 15 es la norma comprensiva de reconocimiento de ingresos con clientes que va a sustituir varias de las normas actuales<sup>1</sup>. Los nuevos requisitos pudieran dar lugar a cambios en el actual perfil de ingresos del Grupo, ya que estos deberán ser reconocidos de forma que la transferencia de control de los bienes o servicios prometidos a los clientes se muestre por un importe que refleje la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios. El Grupo ha revisado las tipología de contratos con clientes (principalmente ventas de crudo, gas, nafta, productos petrolíferos, químicos y petroquímicos) y no ha identificado impactos significativos en sus estados financieros en lo relativo a: (i) la identificación de “obligaciones de desempeño” (obligaciones de transferencia de bienes o servicios en contratos con clientes) distintas a las actualmente identificadas, que supusiesen la separación de las mismas a efectos de reconocimiento y medición de los ingresos; y (ii) el devengo contable e imputación temporal de ingresos. El Grupo aplicará la opción de primera aplicación contemplada en la NIIF 15 y no reexpresará los estados financieros comparativos.

**NIIF 16 Arrendamientos:**

A la fecha, los efectos estimados por el Grupo de la aplicación de la NIIF 16 son los derivados de aquellos contratos de arrendamiento en los que el Grupo mantiene la posición de arrendatario y que con los criterios de la NIC 17 *Arrendamientos*, actualmente en vigor, están clasificados como arrendamientos operativos (ver Nota 20), y que a partir de la aplicación de la NIIF 16 serán registrados en el balance con criterios similares a los de los actuales arrendamientos financieros. En consecuencia, todos los contratos de arrendamiento serían registrados como mayor activo y pasivo en el balance de situación. Adicionalmente, se vería afectado el criterio de registro del gasto por arrendamientos, en la medida en que el mismo sería registrado como gasto por amortización del activo arrendado y como gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento. El Grupo continúa evaluando los impactos derivados de su aplicación. El Grupo no tiene intención de aplicar anticipadamente esta norma y a la fecha se están evaluando las distintas opciones de primera aplicación.

---

<sup>1</sup> NIC 18 *Ingresos de actividades ordinarias*, NIC 11 *Contratos de construcción*, CNIIF 13 *Programas de fidelización de clientes*, CNIIF 15 *Acuerdos para la construcción de inmuebles*, CNIIF 18 *Transferencias de activos procedentes de clientes* y SIC 31 *Ingresos-permutas de servicios de publicidad*.

## POLÍTICAS CONTABLES ESPECÍFICAS DE LA ACTIVIDAD

### Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos:

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

i. Los costes 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 resultados.

ii. Los costes de adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes asociados a recursos, y 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 *“Otros costes de exploración”* pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. En aquellos casos en los que se encuentran reservas pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- Si 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 13).

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

i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del periodo de amortización.

ii. Los costes originados en sondeos para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo de amortización.

iii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado.

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

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

Corresponde fundamentalmente a los costes de contratos asociados a derechos para la vinculación de estaciones de servicio, de abanderamiento e imagen y de suministro en exclusiva a estaciones de servicio reconocidos 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).

### Derechos de emisión de CO<sub>2</sub>:

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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea *“Otros gastos de explotación”* de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> emitidas son entregados a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver Nota 29), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para *trading*.

### (3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

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

Los principios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas de crudo y de gas natural; (ii) cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 10, 11 y 21); (iii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 12 y 21); (iv) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 13); (v) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 23); y (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver Nota 8).

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

La estimación de las reservas<sup>1</sup> 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 podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

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

#### **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 resultados.

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

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

En 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 y marketing, Química, Negocios comerciales y GLP) y áreas geográficas. En relación con el Trading & Gas Norteamérica se mantiene una UGE única que incluye

---

<sup>1</sup> 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).

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, derivados de la explotación de tales activos.

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

- Las variables macroeconómicas utilizadas son las establecidas en el presupuesto anual y en el plan estratégico, que definen un marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad y que contempla variables tales como inflación, el PIB, el tipo de cambio, etc. El marco macroeconómico mencionado se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).
- La senda de precios del petróleo y del gas natural del Grupo se elabora a partir del análisis de la información de mercado disponible, informes internos del entorno energético global con previsiones propias del balance oferta-demanda de energía, así como del análisis de otros factores (macroeconómicos, financieros,...) y del posicionamiento de fuentes externas:
  - i. Para la elaboración de las sendas a corto plazo (2-3 años) se tienen en cuenta los informes realizados por una selección de analistas, bancos de inversión y agencias de referencia<sup>1</sup>.
  - ii. En lo que respecta al largo plazo, las únicas fuentes que presentan un análisis suficientemente detallado de sus previsiones son las agencias de referencia (IEA y EIA) por lo que sólo se tienen en cuenta estas fuentes, las cuales realizan estudios pormenorizados de oferta, demanda y precios bajo distintos escenarios (ver Nota 21.1).

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

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

---

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

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 los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías, se realizan proyecciones a largo plazo (en concreto a más de 20 años)<sup>1</sup>. 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 Trading & Gas Norteamérica han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:
  - i. Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH, Algonquin y NBP (National Balancing Point), ajustándose de acuerdo con referencias del mercado correspondiente en caso de que los precios internacionales no reflejen las circunstancias del mismo. La senda de precios utilizada es consistente con la utilizada en el presupuesto anual y en el plan estratégico actualizado (ver Nota 21).
  - 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 indicada en el punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

Estos flujos de efectivo futuros se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, determinada en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos, incluyendo el riesgo-país. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente<sup>2</sup>. 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.

<sup>1</sup> La utilización de un período mayor a 5 años comenzó en el ejercicio 2011, tras la entrada en explotación de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías. Para acomodar 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.

<sup>2</sup> Los principales componentes de la tasa de descuento se detallan a continuación:

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

### ***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 3,62%.

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

Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones que las afectan, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Notas 13, 16 y 23).

### ***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 Venezuela y de PDVSA, con un aumento de la inestabilidad económica, política y regulatoria, ha hecho necesario evaluar la recuperabilidad de las inversiones en este país. Determinadas hipótesis y asunciones, tales como los planes de desarrollo de los activos, el cumplimiento de los mecanismos de pago previstos en los acuerdos firmados, así como de las garantías previstas y la evolución de un entorno de elevada incertidumbre, implican juicios y estimaciones que pueden variar de las previamente realizadas (ver Notas 12 y 21).

### ***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).

## (4) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO <sup>1</sup>

### 4.1) Definición de los segmentos y modelo de presentación de los resultados del periodo 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 (Comités Ejecutivos Corporativo, de E&P y de Downstream) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2017, 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 y (iv) comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL).

Por último *Corporación y otros* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación, el resultado financiero y los resultados y magnitudes correspondientes a la participación en Gas Natural SDG, S.A.<sup>2</sup>, 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 conjuntos<sup>3</sup> y otras sociedades gestionadas operativamente como tales<sup>4</sup>, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

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

El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios *Downstream* que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. En el Resultado a CCS, el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado neto ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial. Este Efecto Patrimonial se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios, y se corresponde con la diferencia entre el Resultado a CCS y el Resultado a Coste Medio Ponderado, que es el criterio utilizado por la Compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea.

<sup>1</sup> 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 en [www.repsol.com](http://www.repsol.com). Todas las magnitudes presentadas a lo largo de esta Nota se concilian con los estados financieros NIIF- UE en el Anexo III.

<sup>2</sup> Incluye el resultado neto de la sociedad de acuerdo con el método de la participación. El resto de magnitudes (EBITDA, Flujo de Caja libre,...) únicamente incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo como accionista de Gas Natural SDG, S.A. (dividendos...).

<sup>3</sup> 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 12 y el Anexo I donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

<sup>4</sup> Corresponde a Petrocarabobo, S.A., (Venezuela) entidad asociada del Grupo.



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

#### 4.2) Resultados del periodo por segmentos

SEGMENTOS	Millones de euros	
	2017	2016
Upstream	632	52
Downstream	1.877	1.883
Corporación y otros	(104)	(13)
<b>RESULTADO NETO AJUSTADO</b>	<b>2.405</b>	<b>1.922</b>
Efecto patrimonial	104	133
Resultados específicos	(388)	(319)
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>2.121</b>	<b>1.736</b>

Para más información sobre los resultados del grupo véase el apartado 4 del Informe de Gestión consolidado ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

#### 4.3) Información por áreas geográficas y segmentos

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 <sup>(1)</sup>		Activos no corrientes <sup>(2)</sup>		Capital empleado	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Upstream</b>	<b>1.009</b>	<b>(87)</b>	<b>632</b>	<b>52</b>	<b>2.072</b>	<b>1.889</b>	<b>25.636</b>	<b>29.186</b>	<b>21.612</b>	<b>23.853</b>
Europa, África y Brasil	726	224	355	167	427	594	4.182	3.517	-	-
Latinoamérica-Caribe	594	238	386	234	494	578	4.940	6.498	-	-
Norteamérica	(58)	(189)	(43)	9	553	383	8.555	9.666	-	-
Asia y Rusia	251	127	161	(4)	235	(117)	2.750	3.719	-	-
Exploración y otros	(504)	(487)	(227)	(354)	363	451	5.209	5.786	-	-
<b>Downstream</b>	<b>2.467</b>	<b>2.467</b>	<b>1.877</b>	<b>1.883</b>	<b>757</b>	<b>(496)</b>	<b>10.312</b>	<b>10.444</b>	<b>9.749</b>	<b>9.469</b>
Europa	2.420	2.480	1.852	1.895	584	(442)	8.933	9.012	-	-
Resto del Mundo	47	(13)	25	(12)	173	(54)	1.379	1.432	-	-
<b>Corporación y otros</b>	<b>(262)</b>	<b>(313)</b>	<b>(104)</b>	<b>(13)</b>	<b>27</b>	<b>(1.893)</b>	<b>3.968</b>	<b>4.042</b>	<b>4.969</b>	<b>5.933</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.214</b>	<b>2.067</b>	<b>2.405</b>	<b>1.922</b>	<b>2.856</b>	<b>(500)</b>	<b>39.916</b>	<b>43.672</b>	<b>36.330</b>	<b>39.255</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las inversiones netas de desinversiones, devengadas en el período, pero no incluye inversiones en "Otros activos financieros".

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

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

## (5) 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 financiera neta y el capital empleado:

$$\text{Ratio de Apalancamiento} = \frac{\text{Deuda financiera neta}^{(1)}}{\text{Capital empleado}^{(2)}}$$

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

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

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 las citadas ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2017 y 2016, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2017	2016
Fondos propios	30.197	28.487
Otro resultado global acumulado	(404)	2.380
Intereses minoritarios	270	244
<b>Patrimonio neto</b>	<b>30.063</b>	<b>31.111</b>
Pasivos financieros no corrientes	10.080	9.482
Pasivos financieros corrientes	4.206	6.909
Activos financieros no corrientes <sup>(1)</sup>	(1.920)	(1.081)
Otros activos financieros corrientes	(257)	(1.280)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(4.601)	(4.687)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver Nota 8)	(70)	(87)
Deuda neta de negocios conjuntos	(1.171)	(1.112)
<b>Deuda financiera neta <sup>(2) (3)</sup></b>	<b>6.267</b>	<b>8.144</b>
<b>Capital empleado <sup>(2) (4)</sup></b>	<b>36.330</b>	<b>39.255</b>
<b>Ratio de Apalancamiento</b>	<b>17,3%</b>	<b>20,7%</b>

<sup>(1)</sup> No incluye activos disponibles para la venta.

<sup>(2)</sup> Magnitudes calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 4. Para más información véase el Anexo III y I del Informe de Gestión consolidado.

<sup>(3)</sup> No incluye 1.541 y 1.758 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes en 2017 y 2016, respectivamente (ver Nota 14).

<sup>(4)</sup> En 2016 el capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

**(6) PATRIMONIO NETO**

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Fondos propios:</b>	<b>30.197</b>	<b>28.487</b>
Capital social	1.556	1.496
Prima de Emisión y Reservas:	25.694	24.331
Prima de Emisión <sup>(1)</sup>	6.428	6.428
Reserva legal <sup>(2)</sup>	299	275
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas <sup>(3)</sup>	18.967	17.628
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(45)	(1)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	2.121	1.736
Dividendo y retribuciones	(153)	(99)
Otros instrumentos de patrimonio	1.024	1.024
<b>Otro resultado global acumulado</b>	<b>(404)</b>	<b>2.380</b>
<b>Intereses minoritarios</b>	<b>270</b>	<b>244</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>30.063</b>	<b>31.111</b>

<sup>(1)</sup> La Ley de Sociedades de Capital (LSC) permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

<sup>(2)</sup> De acuerdo con la LSC, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

<sup>(3)</sup> Incluye los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004).

**6.1) Capital social**

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2017 y 2016 estaba representado por 1.527.396.053 y 1.465.644.100 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. La Compañía dispone de un programa de ADS (*American Depositary Share*) en Estados Unidos, los cuales cotizan en el mercado OTCQX.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2018, que se explica a continuación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.556.464.965 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2017.

El 19 de mayo de 2017 la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del programa "*Repsol Dividendo Flexible*"<sup>1</sup>, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2016 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2017, que permite a sus accionistas decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo (mediante la venta a la Sociedad o en el mercado de sus derechos de asignación gratuita) o en acciones de la Sociedad.

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

La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberadas ha tenido lugar en los meses de junio y julio de 2017 y la segunda en diciembre de 2017 y enero de 2018. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2017	Dic. 2017 / Enero 2018
<b>RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO</b>	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra <sup>(1)</sup>	29,58% derechos	25,78% derechos
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio garantizado	23 de junio	29 de diciembre
	Precio fijo garantizado por derecho	0,426€ brutos / derecho	0,388 € brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	189 millones de €	153 millones de €
<b>RETRIBUCIÓN EN ACCIONES DE REPSOL</b>	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	70,42% derechos	74,22% derechos
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	34	39
	Nuevas acciones emitidas	30.991.202	29.068.912
	Incremento capital social aproximado	2,07%	1,90%
	Cierre ampliación de capital	4 de julio	9 de enero

<sup>(1)</sup> Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos. En el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2017 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe "Dividendo y retribuciones" 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 2018, correspondientes a la venta de derechos a Repsol por importe de 153 millones de euros.

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

Accionistas significativos	% total sobre el capital social
CaixaBank, S.A.	9,5
Sacyr, S.A. <sup>(1)</sup>	7,9
Temasek Holdings (Private) Limited <sup>(2)</sup>	4,0
Blackrock, Inc. <sup>(3)</sup>	4,3

<sup>(1)</sup> Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Securities, S.A.U, Sacyr Investments S.A.U. y Sacyr Investments II, S.A.U.

<sup>(2)</sup> Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

<sup>(3)</sup> Blackrock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas.

A 31 de diciembre de 2017 las siguientes participadas del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas <sup>(1)</sup>	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.527.396.053	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	14,75	15,38	euros
			Buenos Aires	300,00	307,49	pesos
			OTCQX <sup>(2)</sup>	17,72	18,14	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	19,25	18,61	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	3.534.890.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,31	0,30	soles

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

<sup>(2)</sup> Las 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.

## 6.2) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias<sup>1</sup> efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

Millones de euros	2017			2016		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>94.185</b>	<b>1</b>	<b>0,01%</b>	<b>18.047.406</b>	<b>248</b>	<b>1,25%</b>
Compras mercado <sup>(1)</sup>	23.630.054	339	1,52%	21.693.728	254	1,45%
Ventas mercado <sup>(1)</sup>	(20.716.006)	(295)	1,33%	(39.740.591)	(501)	2,66%
Repsol Dividendo Flexible <sup>(2)</sup>	20.691	-	0,00%	93.642	-	0,01%
<b>Saldo al cierre del ejercicio <sup>(3)</sup></b>	<b>3.028.924</b>	<b>45</b>	<b>0,19%</b>	<b>94.185</b>	<b>1</b>	<b>0,01%</b>

<sup>(1)</sup> Incluye las acciones adquiridas y entregadas (en su caso) 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 2017 se han entregado 561.006 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes (ver Nota 28.4).

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

<sup>(3)</sup> El saldo a 31 de diciembre de 2017 incluye *equity swaps* sobre un notional total de 3 millones de acciones de Repsol, S.A., contratados por Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. y Repsol S.A., con entidades financieras, por los que se transfieren al Grupo el riesgo económico y los derechos económicos inherentes al subyacente.

## 6.3) Dividendos y retribución al accionista

Durante 2017 y 2016 los accionistas han sido retribuidos mediante la implementación del programa denominado "Repsol Dividendo Flexible", cuyas principales características se describen en el apartado 1 "Capital Social" de esta Nota y cuyos importes se recogen en la siguiente tabla:

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Diciembre 2015/Enero 2016	489.071.582	0,466	228	41.422.248	425
Junio/Julio 2016	511.212.326	0,292	149	23.860.793	272
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

Adicionalmente, en enero de 2018 en el marco del programa "Repsol dividendo flexible" y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2017, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 153 millones de euros (0,388 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 29.068.912 acciones, por un importe equivalente de 440 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

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

<sup>1</sup> Operaciones realizadas al amparo de la autorización conferida por la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 28 de marzo de 2014, en virtud de la cual se autoriza por un plazo de 5 años al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa. La autorización se otorgó por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010.

#### 6.4) 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<sup>1</sup>.

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 consolidado, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero<sup>2</sup>. 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.

#### 6.5) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2017 y 2016 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2017	2016
Petronor, S.A.	153	133
Refinería La Pampilla, S.A.	72	67
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	32	31
Otras compañías	13	13
<b>TOTAL</b>	<b>270</b>	<b>244</b>

### (7) INSTRUMENTOS FINANCIEROS

#### 7.1) Activos financieros

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

	Millones de euros	
	2017	2016
Activos financieros no corrientes	2.038	1.204
Derivados por operaciones comerciales no corrientes <sup>(1)</sup>	2	-
Otros activos financieros corrientes	257	1.280
Derivados por operaciones comerciales corrientes <sup>(2)</sup>	60	64
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.601	4.687
<b>TOTAL</b>	<b>6.958</b>	<b>7.235</b>

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

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

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

<sup>2</sup> 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.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2017 y 2016, clasificados por clases de activos es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2017 y 2016											
	Activos financieros mantenidos para negociar <sup>(2)</sup>		financieros a VR con cambios en resultados <sup>(3)</sup>		Activos financieros disponibles para la venta <sup>(4)</sup>		Préstamos y partidas a cobrar <sup>(5)</sup>		Inversiones mantenidas hasta el vencimiento		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	118	123	-	-	-	-	118	123
Derivados	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-
Otros activos financieros	-	-	52	56	-	-	1.868	1.025	-	-	1.920	1.081
<b>No corriente</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>56</b>	<b>118</b>	<b>123</b>	<b>1.868</b>	<b>1.025</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.040</b>	<b>1.204</b>
Derivados	77	95	-	-	-	-	-	-	-	-	77	95
Otros activos financieros	-	-	10	10	-	-	238	1.247	4.593	4.679	4.841	5.936
<b>Corrientes</b>	<b>77</b>	<b>95</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>238</b>	<b>1.247</b>	<b>4.593</b>	<b>4.679</b>	<b>4.918</b>	<b>6.031</b>
<b>TOTAL <sup>(1)</sup></b>	<b>79</b>	<b>95</b>	<b>62</b>	<b>66</b>	<b>118</b>	<b>123</b>	<b>2.106</b>	<b>2.272</b>	<b>4.593</b>	<b>4.679</b>	<b>6.958</b>	<b>7.235</b>

<sup>(1)</sup> En el epígrafe "Otros activos no corrientes" y en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance consolidado se incluyen, en 2017, 470 millones de euros a largo plazo y 5.161 millones a corto plazo, y en 2016, 323 millones de euros a largo plazo y 4.832 millones de euros 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.

<sup>(2)</sup> Incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 8).

<sup>(3)</sup> Incluyen, entre otros, participaciones en fondos de inversión.

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

<sup>(5)</sup> Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo.

### Préstamos y partidas a cobrar

En 2017 y 2016, dentro de "Préstamos y partidas por cobrar" 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 1.871 y 2.231 millones de euros (entre ellos, la financiación a los negocios conjuntos en Venezuela, cuyos saldos en balance a 31 de diciembre de 2017 ascienden a 1.296 millones de euros, véanse Notas 12 y 21).

La rentabilidad devengada por los "Préstamos y partidas a cobrar" asciende a un interés medio de 6,51% y 6,92% en 2017 y 2016, respectivamente. El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
2019	4	289
2020	504	180
2021	181	36
Años posteriores	1.179	520
<b>TOTAL</b>	<b>1.868</b>	<b>1.025</b>

### Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla su valor contable a 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Millones de euros	
	2017	2016
Inversiones financieras temporales <sup>(1)</sup>	1	2
Equivalentes de efectivo <sup>(2)</sup>	839	1.470
Caja y Bancos	3.753	3.207
<b>TOTAL</b>	<b>4.593</b>	<b>4.679</b>

<sup>(1)</sup> Corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 0,05% y 0,09% en 2017 y 2016, respectivamente.

<sup>(2)</sup> 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.

## 7.2) Pasivos financieros

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

	Millones de euros	
	2017	2016
Pasivos financieros no corrientes	10.080	9.482
Pasivos financieros corrientes	4.206	6.909
Derivados por operaciones comerciales corrientes <sup>(1)</sup>	215	282
<b>TOTAL</b>	<b>14.501</b>	<b>16.673</b>

<sup>(1)</sup> Registrados en el epígrafe "Otros acreedores" del balance de situación consolidado.

El detalle de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2017									
	Pasivos financieros mantenidos para negociar		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura		Total		Valor Razonable	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.064	1.491	-	-	1.064	1.491	1.043	1.496
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	6.323	7.905	-	-	6.323	7.905	6.812	8.328
Derivados	-	-	-	-	68	86	68	86	68	86
Otros pasivos financieros	-	-	2.625	-	-	-	2.625	-	2.625	-
<b>No corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.012</b>	<b>9.396</b>	<b>68</b>	<b>86</b>	<b>10.080</b>	<b>9.482</b>	<b>10.548</b>	<b>9.910</b>
Deudas con entidades de crédito	-	-	539	837	-	-	539	837	539	837
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	3.406	2.855	-	-	3.406	2.855	3.419	2.875
Derivados	241	303	-	-	2	3	243	306	243	306
Otros pasivos financieros	-	-	233	3.193	-	-	233	3.193	233	3.193
<b>Corriente</b>	<b>241</b>	<b>303</b>	<b>4.178</b>	<b>6.885</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4.421</b>	<b>7.191</b>	<b>4.434</b>	<b>7.211</b>
<b>TOTAL <sup>(1) (2)</sup></b>	<b>241</b>	<b>303</b>	<b>14.190</b>	<b>16.281</b>	<b>70</b>	<b>89</b>	<b>14.501</b>	<b>16.673</b>	<b>14.982</b>	<b>17.121</b>

<sup>(1)</sup> A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el balance recoge 1.347 y 1.550 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 195 y 208 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

<sup>(2)</sup> En relación al riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2017 y 2016 se informa en la Nota 9.

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

Millones de euros	2017		2016	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	1.815	2,72%	3.562	1,81%
Obligaciones y otros valores negociables	10.318	2,76%	10.152	3,33%
Otros pasivos financieros	2.939	2,48%	2.984	1,83%
<b>TOTAL</b>	<b>15.072</b>	<b>2,70%</b>	<b>16.698</b>	<b>2,74%</b>

### Deudas con entidades de crédito

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



## Obligaciones y otros valores negociables

### Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2017<sup>1</sup>

- En febrero de 2017 se ha cancelado a su vencimiento un bono emitido por Repsol International Finance B.V. al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 886 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,75%.
- En mayo de 2017, Repsol International Finance B.V. ha emitido un bono<sup>2</sup> garantizado por Repsol, S.A. al amparo del Programa EMTN por importe de 500 millones de euros, vencimiento en 2022 y con un cupón fijo anual de 0,50%.
- El 9 de junio, ROGCI anunció el lanzamiento de una solicitud de consentimiento ("*Consent solicitation*") dirigida a los tenedores de sus bonos en dólares americanos para fundamentalmente (i) sustituir las obligaciones de información de ROGCI por la información financiera periódica que Repsol publica en cumplimiento de sus obligaciones de transparencia; y (ii) suprimir el *merger covenant* con objeto de optimizar la flexibilidad operativa y financiera del Grupo.

ROGCI ofreció adicionalmente a estos inversores la posibilidad de recomprar sus bonos.

El anuncio de esta operación vino precedida del otorgamiento por Repsol, S.A. de una garantía de las obligaciones de pago de ROGCI bajo estas emisiones, que se mantendrá vigente hasta el vencimiento o cancelación de los bonos.

ROGCI consiguió los consentimientos necesarios de sus bonistas para modificar las condiciones de las emisiones en los términos propuestos y recompró bonos en dólares americanos por un total de 87 millones de dólares.

- El 14 de septiembre de 2017, ROGCI ha recomprado un bono de vencimiento en diciembre de 2017 y un cupón fijo anual del 6,625% por un total de 266 millones de libras esterlinas.
- El 30 de noviembre de 2017, ROGCI ha recomprado un bono de vencimiento en junio de 2019 y un cupón fijo anual del 7,75% por un total de 403 millones de dólares.

---

<sup>1</sup> Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2016: i) En enero RIF, emitió un bono senior garantizado por Repsol, S.A. (nominal de 100 millones de euros, vencimiento en 2031 y cupón fijo anual del 5,375%), ii) en febrero se canceló a su vencimiento el bono emitido por RIF en diciembre de 2011 (nominal de 850 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,25%), iii) en marzo se canceló a su vencimiento el bono emitido por ROGCI en marzo de 2009 (nominal de 150 millones de dólares y un cupón del 8,5%) y iv) en julio RIF emitió dos bonos senior garantizados por Repsol, S.A., uno de ellos de vencimiento a 2 años (nominal de 600 millones de euros y un cupón trimestral de Euribor 3 meses + 70 puntos básicos), y el otro de vencimiento a 3 años (nominal de 100 millones de euros y un cupón fijo anual del 0,125%). Adicionalmente, ROGCI recompró bonos de las emisiones con vencimiento en los años 2019, 2021, 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 por un valor nominal total de 631 millones de dólares reconociéndose un efecto positivo de 49 millones de euros antes de impuestos en el epígrafe "*Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros*".

<sup>2</sup> Se trata de la primera emisión de un bono verde realizada por el Grupo Repsol, cuyos fondos se destinarán a financiar y refinanciar proyectos dirigidos a evitar las emisiones de gases de efectos invernadero en actividades de refinación y química en España y Portugal. Para más información, ver el Green Bond Framework publicado en [www.repsol.com](http://www.repsol.com).

## Saldo vivo de las obligaciones y valores negociables a 31 de diciembre de 2017:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza <sup>(5)</sup>
US87425EAE32 <sup>(3)</sup>	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	oct-97	Dólar	50	7,250%	oct-27	-
US87425EAH62 <sup>(3)</sup>	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	may-05	Dólar	88	5,750%	may-35	-
US87425EAJ29 <sup>(3)</sup>	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	ene-06	Dólar	102	5,850%	feb-37	-
US87425EAK91 <sup>(3)</sup>	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	nov-06	Dólar	115	6,250%	feb-38	-
US87425EAM57 <sup>(3)(6)</sup>	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	nov-10	Dólar	237	3,750%	feb-21	-
XS0733696495 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
US87425EAN31 <sup>(3)</sup>	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	may-12	Dólar	57	5,500%	may-42	-
XS0831370613 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	sep-12	Euro	750	4,375%	feb-18	LuxSE
XS0933604943 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
XS0975256685 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
XS1148073205 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
XS1207058733 <sup>(2)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% <sup>(4)</sup>	mar-75	LuxSE
XS1334225361 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE
XS1352121724 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	ene-16	Euro	100	5,375%	ene-31	LuxSE
XS1442286008 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	600	Eur. 3M+70 p.b.	jul-18	LuxSE
XS1451452954 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	100	0,125%	jul-19	LuxSE
XS1613140489 <sup>(1)</sup>	Repsol International Finance, B.V.	may-17	Euro	500	0,500%	may-22	LuxSE

<sup>(1)</sup> Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN garantizado por Repsol, S.A., renovado en mayo de 2017.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> Emisiones de Repsol Oil & Gas Canada, Inc., garantizadas por Repsol, S.A., realizadas al amparo de los programas de emisión universal de deuda "Universal Shelf Prospectus".

<sup>(4)</sup> Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

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

<sup>(6)</sup> Emisión objeto de recompra en enero de 2018 (Ver Nota 31).

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 saldo vivo a 31 de diciembre de 2017 de 1.710 millones de euros (1.473 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

#### Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

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

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por RIF, con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 6.350 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 6.3<sup>1</sup>.

Por otro lado, las emisiones realizadas por ROGCI, garantizadas por Repsol y representativas de deuda ordinaria por un importe nominal de 649 millones de dólares, con la garantía de Repsol, S.A., contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – “cross acceleration” o “cross-default” – aplicables al emisor y a sus filiales principales) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y de sus filiales principales gravámenes en garantía de otras deudas y obligaciones, incluidas futuras emisiones de títulos representativos de deuda.

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 2017 y 2016 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

### Otros pasivos financieros

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son los concedidos por sociedades integradas por el método de la participación. Por importe de 2.858 y 3.193 millones de euros en 2017 y 2016, respectivamente, destaca el préstamo concedido a sus accionistas (entre ellos el Grupo Repsol) en el porcentaje de participación en el capital, por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 12) que a 31 de Diciembre de 2017 y 2016 presenta un saldo para el Grupo de 2.624 y 2.942 millones de euros, respectivamente. Este préstamo se renueva anualmente y su importe puede ser requerido en base a los niveles de autorización acordados.

### 7.3) 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

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Activos financieros</b>								
Activos financieros mantenidos para negociar	6	6	73	89	-	-	79	95
Otros activos financieros a VR con cambios en resultados	62	66	-	-	-	-	62	66
Activos financieros disponibles para la venta <sup>(1)</sup>	1	1	-	-	-	-	1	1
Derivados de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>69</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>89</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>142</b>	<b>162</b>
	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Pasivos financieros</b>								
Pasivos financieros mantenidos para negociar	139	215	102	88	-	-	241	303
Derivados de cobertura	0	-	70	89	-	-	70	89
<b>TOTAL</b>	<b>139</b>	<b>215</b>	<b>172</b>	<b>177</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>311</b>	<b>392</b>

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.

<sup>(1)</sup> No incluye 117 y 122 millones de euros en 2017 y 2016, respectivamente, correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39.

<sup>1</sup> 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.

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

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

## (8) OPERACIONES CON DERIVADOS Y OTROS

A continuación se detalla el desglose en el balance de situación consolidado de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Millones de euros	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Valor Razonable <sup>(4)</sup>	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Coberturas de Flujo de Efectivo<sup>(1)</sup></b>	-	-	-	-	<b>(68)</b>	<b>(86)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(70)</b>	<b>(89)</b>
De tipo de interés	-	-	-	-	(68)	(86)	(2)	(2)	(70)	(88)
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De precio de producto	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(1)
<b>Coberturas de Inversión Neta<sup>(2)</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Otras operaciones con derivados</b>	<b>2</b>	-	<b>77</b>	<b>95</b>	-	-	<b>(241)</b>	<b>(303)</b>	<b>(162)</b>	<b>(208)</b>
De tipo de cambio	-	-	17	31	-	-	(26)	(22)	(9)	9
De precio de producto	2	-	60	64	-	-	(215)	(281)	(153)	(217)
<b>TOTAL<sup>(3)</sup></b>	<b>2</b>	-	<b>77</b>	<b>95</b>	<b>(68)</b>	<b>(86)</b>	<b>(243)</b>	<b>(306)</b>	<b>(232)</b>	<b>(297)</b>

<sup>(1)</sup> Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

<sup>(2)</sup> Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

<sup>(3)</sup> Incluye en 2017 y 2016 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a -70 y -87 millones de euros, respectivamente.

<sup>(4)</sup> Los métodos de valoración del valor razonable se describen en la Notas 7.3.

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

Millones de euros	Resultado de explotación		Resultado financiero <sup>(3)</sup>		Patrimonio Neto	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Cobertura de flujos de efectivo <sup>(1)</sup>	(1)	(4)	(26)	(30)	22	18
Cobertura de inversión neta <sup>(2)</sup>	-	(12)	-	-	354	(168)
Otras operaciones	(61)	(226)	34	189	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>(62)</b>	<b>(242)</b>	<b>8</b>	<b>159</b>	<b>376</b>	<b>(150)</b>

<sup>(1)</sup> 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 resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance.

<sup>(2)</sup> Son contabilizadas 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 resultados.

<sup>(3)</sup> Durante 2017 y 2016 se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 34 y 189 millones de euros antes de impuestos reconocidos en el epígrafe “Variación de valor razonable en instrumentos financieros”.

A continuación se detallan las operaciones más significativas con instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

### 8.1) Coberturas contables

Las operaciones más significativas corresponden a:

- Instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento *Upstream* cuyo nocional a dicha fecha asciende a 3.080 millones de dólares estadounidenses (2.742 millones de euros). A 31 de diciembre de 2016 el nocional de las coberturas de inversión neta ascendía a 3.058 millones de dólares estadounidenses (2.722 millones de euros).
- Las coberturas contratadas en 2016 sobre el precio de productos correspondían fundamentalmente a coberturas de flujos de efectivo en dólares para cubrir la variabilidad de los precios del gas y con vencimiento inferior a un año. A 31 de diciembre de 2016 su nocional ascendía a 28 millones de euros y su valor razonable a -1 millón de euros.
- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas durante el ejercicio 2014 por un nocional de 1.500 millones de euros para cubrir las emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015 (ver Nota 7.2). A través de las mismas, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 1,762 % y recibió Euribor a 6 meses. A 31 de diciembre de 2017 el impacto en resultados ha ascendido a 12 millones de euros (15 millones de euros a 31 de diciembre de 2016), el valor razonable registrado en patrimonio neto pendiente de registrar en resultados ascendió a -83 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2017 (-92 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2016).
- La cobertura de flujos de efectivo en dólares de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport (Canadá) por un nocional equivalente de 297 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y un valor razonable negativo por importe de 70 millones de euros. A 31 de diciembre de 2016 su nocional ascendía a 352 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 88 millones de euros.

### 8.2) Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39. Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio. Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio 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 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de euros Clasificación	Vencimiento valores razonables											
	2017						2016					
	2018	2019	2020	2021	Sig.	Total	2017	2018	2019	2020	Sig.	Total
<b>De tipo de cambio</b>	<b>(9)</b>	-	-	-	-	<b>(9)</b>	<b>9</b>	-	-	-	-	<b>9</b>
<b>De precio de producto</b>	<b>(155)</b>	<b>2</b>	-	-	-	<b>(153)</b>	<b>(217)</b>	-	-	-	-	<b>(217)</b>
Contratos de compra	400	-	(2)	(1)	-	397	620	-	-	-	-	620
Contratos de venta	(409)	2	2	1	-	(404)	(676)	-	-	-	-	(676)
Opciones	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Forwards	13	-	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-
Swaps	(156)	-	-	-	-	(156)	(171)	-	-	-	-	(171)
Otros <sup>(1)</sup>	(4)	-	-	-	-	(4)	10	-	-	-	-	10
<b>TOTAL</b>	<b>(164)</b>	<b>2</b>	-	-	-	<b>(162)</b>	<b>(208)</b>	-	-	-	-	<b>(208)</b>

<sup>(1)</sup> Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con

las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo, o si por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

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

	31/12/2017		31/12/2016	
	Unidades Físicas	Valor Razonable (Millones de euros)	Unidades Físicas	Valor Razonable (Millones de euros)
<b>Contratos de compra</b>		<b>397</b>		<b>620</b>
IPE GO (Miles de Toneladas)	-	-	201	14
BRENT (Miles de barriles)	38.097	260	5.809	164
NYMEX HHO (Miles de galones)	-	-	239	203
RBOB (Miles de galones)	150.704	38	205	191
WTI (Miles de barriles)	7.488	38	797	39
NAT GAS (Miles de galones)	101.745.517	(5)	-	-
GO (Miles de toneladas)	909	49	-	-
HO (Miles de galones)	85.093	18	-	-
Otros	-	(1)	-	9
<b>Contratos de venta</b>		<b>(404)</b>		<b>(676)</b>
IPE GO (Miles de Toneladas)	-	-	419	(20)
BRENT (Miles de barriles)	41.569	(247)	6.586	(174)
NYMEX HHO (Miles de galones)	-	-	294	(207)
RBOB (Miles de galones)	225.339	(35)	203	(192)
WTI (Miles de barriles)	6.712	(32)	255	(44)
Physical SoNat (Miles de galones)	-	-	110.771	37
Physical Tenn 800 Leg (Miles de galones)	-	-	243.962	(25)
Physical Tenn 500 Leg (Miles de galones)	313.973	-	686.134	(17)
GO (Miles de toneladas)	1.166	(54)	417	(14)
Physical Dom South (Miles de galones)	(86.679)	-	70.992	(14)
NAT GAS (Miles de galones)	109.830.739	(16)	-	-
HO (Miles de galones)	105.378	(18)	-	-
Otros	-	(2)	-	(6)
<b>Swaps</b>		<b>(156)</b>		<b>(171)</b>
NAT GAS (Miles de galones)	1.075.772	(10)	6.654.023	(36)
Fuel Oil (Miles de Toneladas)	4.355	(73)	5.154	(57)
Crudo (Miles de barriles)	22.123	(73)	19.829	(54)
NAFTA (Miles de toneladas)	1.489	(2)	1.566	3
Jet (Miles de Toneladas)	-	-	338	(1)
Otros	-	2	-	(26)
<b>Forwards</b>		<b>13</b>		<b>-</b>
NAT GAS (Miles de galones)	4.913.064	13	-	-
<b>Opciones</b>		<b>1</b>		<b>-</b>
Otros	-	1	-	-
<b>Otros</b>		<b>(4)</b>		<b>10</b>
<b>TOTAL</b>		<b>(153)</b>		<b>(217)</b>

## (9) RIESGOS FINANCIEROS<sup>1</sup>

### 9.1) Gestión de riesgos financieros

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

<sup>1</sup> Repsol dispone de un Sistema de Gestión Integrado de Riesgos (SGIR) con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. Para más información en relación a SGIR e información adicional sobre los factores de riesgo a los que está expuesto el Grupo, véase el apartado 2.4 "Gestión del Riesgo" del Informe de Gestión ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)).

### 9.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de precio de 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 a la cuenta de resultados financieros, están sujetos a límites máximos de riesgo, medidos en términos de Valor en Riesgo ó *Value at Risk* (VaR) que han sido definidos por el Comité Ejecutivo Corporativo 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*”) de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

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 de cada ejercicio.

#### a) Riesgo de tipo de cambio

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera, 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 a la cuenta de resultados financieros del Grupo. 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 período de tiempo.

En relación a la financiación obtenida en dólares véase Nota 7, y a la información relativa a derivados de tipo de cambio véase Nota 8.

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	
		2017	2016
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	6	(27)
	-5%	(6)	30
Efecto en el patrimonio neto	5%	(28)	202
	-5%	31	(223)

#### 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 8).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la deuda financiera neta a tipo fijo ascendía a 8.094 y 9.302 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 108% y 100%, 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	
		2017	2016
Efecto en el resultado después de impuestos	50 p.b.	2	-
	-50 p.b.	(2)	-
Efecto en el patrimonio neto	50 p.b.	13	14
	-50 p.b.	(13)	(14)

#### c) Riesgo de precio de commodities

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

En ocasiones, Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 8).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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	
		2017	2016
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(4)	(33)
	-10%	4	33



### 9.1.2) 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 líquidos<sup>1</sup> y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 1,8 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 2.503 y 4.429 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos de naturaleza financiera existentes a 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Vencimientos (Millones de euros)							Vencimientos (Millones de euros)						
	2017							2016						
31 de diciembre de 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Sig.	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Sig.	Total
Préstamos y otras deudas financieras <sup>(1)</sup>	4.313	1.523	2.177	1.249	695	7.925	17.882	7.068	1.918	1.961	2.155	1.529	5.810	20.441
Derivados <sup>(2)</sup>	34	9	8	7	6	30	93	130	12	10	9	8	35	204
Proveedores	2.738	-	-	-	-	-	2.738	2.128	-	-	-	-	-	2.128
Otros acreedores	4.280	-	-	-	-	-	4.280	4.365	-	-	-	-	-	4.365

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 14)

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 8. No incluye los derivados comerciales registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance de situación consolidado.

### 9.1.3) Riesgo de crédito<sup>2</sup>

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo y se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

El Grupo evalúa de forma periódica la existencia de evidencias objetivas de deterioro de valor después del reconocimiento inicial de un activo financiero y en caso de determinar que se ha incurrido en una pérdida crediticia se procede a la dotación de la correspondiente provisión. Entre los criterios evaluados para la dotación de estas provisiones, en general, figuran los siguientes: i) la antigüedad de la deuda; ii) la existencia de situaciones concursales; y iii) el análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

<sup>1</sup> Incluye depósitos a plazo con disponibilidad inmediata registrados en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" por importe de 231 millones de euros.

<sup>2</sup> 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.

La exposición máxima (previa a correcciones valorativas por deterioro) al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación:

Exposición máxima	Nota	Millones de euros	
		2017	2016
Deudas comerciales <sup>(1)</sup>	18	5.565	4.960
Activos financieros no corrientes <sup>(2)</sup>	7	3.712	3.174
Otros activos financieros corrientes	7	240	1.249
Efectivo y Equivalente al efectivo	7	4.601	4.687
Derivados	7	79	95

<sup>(1)</sup> Las cuentas por cobrar tienen asignada una calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

<sup>(2)</sup> No incluye derivados. A 31 de diciembre de 2017 y 2016 incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que fueron totalmente provisionados.

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2017 y 2016 netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 5.392 y 4.829 millones de euros, respectivamente. En la Nota 18 se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2017 y 2016. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar. En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda comercial:

Vencimientos	Millones de euros	
	2017	2016
Deuda no vencida	4.819	4.486
Deuda vencida 0-30 días	240	192
Deuda vencida 31-180 días	94	67
Deuda vencida mayor a 180 días	239	84
<b>TOTAL</b>	<b>5.392</b>	<b>4.829</b>

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 3,5%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 2%.

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 3.402 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 (3.992 millones de euros en 2016). De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2017 y 2016 ascienden a 537 y 801 millones de euros, respectivamente. Durante el ejercicio 2017 Y 2016, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 3 Y 6 millones de euros, respectivamente.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito también es atribuible a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación consolidado netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por deterioro se desglosan en la Nota 7.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones.

## (10) INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

	Inmovilizado Intangible									Total
	Fondo de Comercio	Upstream			Downstream			Corporación		
		Permisos de exploración	Aplicaciones Informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación de EESS y otros derechos <sup>(2)</sup>	Aplicaciones Informáticas	Derechos emisión de CO <sub>2</sub> <sup>(3)</sup>	Concesiones y otros <sup>(4)</sup>	Aplicaciones informáticas y otros	
<b>COSTE BRUTO</b>										
<b>Saldo a 1 de enero de 2016</b>	3.268	1.740	169	77	783	233	82	289	278	<b>6.919</b>
Inversiones <sup>(1)</sup>	(1)	176	12	-	10	33	-	4	13	247
Retiros/bajas	-	(42)	(4)	1	(33)	-	-	(2)	-	(80)
Diferencias de conversión	87	94	5	2	4	1	-	(4)	-	189
Variación del perímetro de consolidación	(67)	1	(4)	-	(1)	(3)	-	(98)	-	(172)
Reclasificaciones y otros movimientos	8	360	8	30	5	2	2	9	-	424
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>3.295</b>	<b>2.329</b>	<b>186</b>	<b>110</b>	<b>768</b>	<b>266</b>	<b>84</b>	<b>198</b>	<b>291</b>	<b>7.527</b>
<b>Saldo a 1 de enero de 2017</b>	<b>3.295</b>	<b>2.329</b>	<b>186</b>	<b>110</b>	<b>768</b>	<b>266</b>	<b>84</b>	<b>198</b>	<b>291</b>	<b>7.527</b>
Inversiones <sup>(1)</sup>	-	170	16	-	17	41	19	1	21	285
Retiros/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)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2017</b>	<b>2.947</b>	<b>2.221</b>	<b>176</b>	<b>80</b>	<b>746</b>	<b>300</b>	<b>69</b>	<b>182</b>	<b>307</b>	<b>7.028</b>
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS</b>										
<b>Saldo a 1 de enero de 2016</b>	(169)	(859)	(59)	(69)	(484)	(140)	-	(160)	(197)	<b>(2.137)</b>
Amortizaciones	-	(139)	(34)	(1)	(41)	(17)	-	-	(23)	(255)
Retiros/bajas	-	35	2	-	32	-	-	2	-	71
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(20)	(67)	-	66	-	-	(12)	(2)	-	(35)
Diferencias de conversión	-	(37)	(3)	(2)	(2)	(1)	-	(1)	-	(46)
Variación del perímetro de consolidación	9	(2)	1	-	1	2	-	-	-	11
Reclasificaciones y otros movimientos	-	8	(3)	(30)	3	-	(1)	(4)	-	(27)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>(180)</b>	<b>(1.061)</b>	<b>(96)</b>	<b>(36)</b>	<b>(491)</b>	<b>(156)</b>	<b>(13)</b>	<b>(165)</b>	<b>(220)</b>	<b>(2.418)</b>
<b>Saldo a 1 de enero de 2017</b>	<b>(180)</b>	<b>(1.061)</b>	<b>(96)</b>	<b>(36)</b>	<b>(491)</b>	<b>(156)</b>	<b>(13)</b>	<b>(165)</b>	<b>(220)</b>	<b>(2.418)</b>
Amortizaciones	-	(48)	(26)	(1)	(40)	(20)	-	(1)	(24)	(160)
Retiros/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)	-	36	(2)	-	13	7	6	44
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2017</b>	<b>(184)</b>	<b>(1.052)</b>	<b>(102)</b>	<b>(67)</b>	<b>(468)</b>	<b>(175)</b>	<b>-</b>	<b>(159)</b>	<b>(238)</b>	<b>(2.444)</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2016<sup>(5)</sup></b>	<b>3.115</b>	<b>1.268</b>	<b>90</b>	<b>74</b>	<b>277</b>	<b>110</b>	<b>71</b>	<b>33</b>	<b>71</b>	<b>5.109</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2017<sup>(5)</sup></b>	<b>2.763</b>	<b>1.169</b>	<b>74</b>	<b>13</b>	<b>278</b>	<b>125</b>	<b>69</b>	<b>23</b>	<b>69</b>	<b>4.584</b>

<sup>(1)</sup> Las inversiones en 2017 y 2016 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en "Permisos de exploración" corresponden principalmente a la activación de costes de geología y geofísica por importe de 170 y 175 millones de euros en 2017 y 2016, respectivamente.

<sup>(2)</sup> Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.SS) y otros derechos, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan.

<sup>(3)</sup> En el ejercicio 2017, incluye, 51 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados de manera gratuita para el 2017 de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2016 por importe de 72 millones de euros. En el ejercicio 2016, incluye, fundamentalmente, 68 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados de manera gratuita para el 2016 de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2015 por importe de 83 millones de euros. Para información adicional sobre los derechos de CO<sub>2</sub>, véase la Nota 29.4.

<sup>(4)</sup> Incluye principalmente la concesión en el puerto de A Coruña.

<sup>(5)</sup> En 2017 y 2016 incluye activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 165 y 158 millones de euros, respectivamente, correspondientes fundamentalmente a los derechos de vinculación de estaciones de servicio. Adicionalmente incluye activos con vida útil indefinida (no amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente) por importe de 7 y 6 millones de euros, en 2017 y 2016 respectivamente.

Fondo de comercio

El detalle por segmento y sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Upstream <sup>(1)</sup></b>		
Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	2.333	2.666
Otras compañías	14	14
<b>Downstream <sup>(2)</sup></b>		
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	106	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	104	102
Otras compañías	53	61
<b>TOTAL <sup>(3)</sup></b>	<b>2.764</b>	<b>3.115</b>

<sup>(1)</sup> 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* (ver Nota 1.4).

<sup>(2)</sup> Corresponde a un total de 9 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 32% del total del segmento. Del total, 389 y 401 millones de euros en 2017 y 2016 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa.

<sup>(3)</sup> Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 184 y 180 millones de euros en 2017 y 2016 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 2017 como consecuencia del valor recuperable del fondo de comercio.

(11) 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 2017 y 2016 es la siguiente:

	Inmovilizado Material								Total
	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)	
<b>COSTE BRUTO (1)</b>									
<b>Saldo a 1 de enero de 2016</b>	<b>24.797</b>	<b>4.765</b>	<b>531</b>	<b>2.006</b>	<b>18.535</b>	<b>1.145</b>	<b>934</b>	<b>1.057</b>	<b>53.770</b>
Inversiones	710	252	82	-	8	36	649	18	1.755
Retiros o bajas	(24)	(285)	(26)	(7)	(89)	(13)	(1)	(5)	(450)
Diferencias de conversión	856	130	15	17	93	10	(1)	-	1.120
Variación del perímetro de consolidación (2)	(1.012)	(71)	(39)	(24)	(134)	(123)	(6)	-	(1.409)
Reclasificaciones y otros movimientos (2) (3)	671	(512)	(83)	10	712	159	(886)	(47)	24
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>25.998</b>	<b>4.279</b>	<b>480</b>	<b>2.002</b>	<b>19.125</b>	<b>1.214</b>	<b>689</b>	<b>1.023</b>	<b>54.810</b>
<b>Saldo a 1 de enero de 2017</b>	<b>25.998</b>	<b>4.279</b>	<b>480</b>	<b>2.002</b>	<b>19.125</b>	<b>1.214</b>	<b>689</b>	<b>1.023</b>	<b>54.810</b>
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
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2017</b>	<b>24.108</b>	<b>3.535</b>	<b>437</b>	<b>1.941</b>	<b>19.034</b>	<b>1.218</b>	<b>844</b>	<b>1.037</b>	<b>52.154</b>
<b>AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS (1)</b>									
<b>Saldo a 1 de enero de 2016</b>	<b>(9.495)</b>	<b>(2.455)</b>	<b>(166)</b>	<b>(1.005)</b>	<b>(11.157)</b>	<b>(903)</b>	-	<b>(387)</b>	<b>(25.568)</b>
Amortizaciones	(1.415)	(117)	(46)	(35)	(586)	(34)	-	(41)	(2.274)
Retiros o bajas	6	271	11	4	73	15	-	3	383
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(30)	(11)	(11)	1	(207)	21	-	-	(237)
Diferencias de conversión	(354)	(67)	(6)	(13)	(64)	(3)	-	-	(507)
Variación del perímetro de consolidación	488	45	8	7	63	50	-	-	661
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	57	(47)	16	24	(22)	1	-	-	29
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>(10.743)</b>	<b>(2.381)</b>	<b>(194)</b>	<b>(1.017)</b>	<b>(11.900)</b>	<b>(853)</b>	-	<b>(425)</b>	<b>(27.513)</b>
<b>Saldo a 1 de enero de 2017</b>	<b>(10.743)</b>	<b>(2.381)</b>	<b>(194)</b>	<b>(1.017)</b>	<b>(11.900)</b>	<b>(853)</b>	-	<b>(425)</b>	<b>(27.513)</b>
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)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2017</b>	<b>(10.476)</b>	<b>(2.498)</b>	<b>(188)</b>	<b>(982)</b>	<b>(12.121)</b>	<b>(827)</b>	-	<b>(462)</b>	<b>(27.554)</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2016 (4)</b>	<b>15.255</b>	<b>1.898</b>	<b>286</b>	<b>985</b>	<b>7.225</b>	<b>361</b>	<b>689</b>	<b>598</b>	<b>27.297</b>
<b>Saldo neto a 31 de diciembre de 2017 (4)</b>	<b>13.632</b>	<b>1.037</b>	<b>249</b>	<b>959</b>	<b>6.913</b>	<b>391</b>	<b>844</b>	<b>575</b>	<b>24.600</b>

(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 exploración y producción (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:

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

(2) Ver Nota 1.4.

(3) En 2017 y 2016 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 2017 y 2016 el importe de las provisiones por deterioro de activos acumuladas ascendía a 4.023 y 4.732 millones de euros, respectivamente.

(5) Incluye fundamentalmente “Terrenos y construcciones” por importe de 468 y 476 millones de euros y “Maquinaria e instalaciones” y “Otras propiedades” y por importe de 106 y 122 millones de euros en 2017 y 2016, respectivamente.

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

En el epígrafe "Inmovilizado Material" en los ejercicios 2017 y 2016 se incluyen 517 millones de euros y 640 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 2017 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo valor neto contable asciende a 489 millones de euros y a 587 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 respectivamente (ver Nota 14).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 269 y 246 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2018 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos. En 2017 y 2016, el coste medio de activación ha sido de 2,77% y 2,97% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 98 y 109 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "Resultado financiero" de la cuenta de resultados adjunta.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 577 y 929 millones de euros a 31 de diciembre de 2017, respectivamente y 583 y 766 millones de euros a 31 de diciembre de 2016, respectivamente.

El epígrafe "Inmovilizado material" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 8.898 y 9.109 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 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.

## (12) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2017 y 2016 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>10.176</b>	<b>11.797</b>
Inversiones netas <sup>(1)</sup>	313	(1.193)
Variaciones del perímetro de consolidación	81	1
Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación	904	194
Dividendos repartidos	(676)	(729)
Diferencias de conversión	(913)	312
Reclasificaciones y otros movimientos	(617)	(206)
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>9.268</b>	<b>10.176</b>

<sup>(1)</sup> En 2017 principalmente incluye las aportaciones de capital en BPRY Caribbean Ventures, LLC. y Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. En 2016 principalmente incluía la venta del 10% de la participación sobre Gas Natural SDG, S.A. (Ver Nota 1.4) y las aportaciones de capital en BPRY Caribbean Ventures, LLC. y Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.

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

	Millones de euros			
	Valor contable de la inversión <sup>(3)</sup>		Resultado <sup>(4)</sup>	
	2017	2016	2017	2016
Negocios conjuntos	5.969	6.713	693	(168)
Entidades asociadas <sup>(1)</sup>	3.299	3.463	211	362
<b>TOTAL <sup>(2)</sup></b>	<b>9.268</b>	<b>10.176</b>	<b>904</b>	<b>194</b>

<sup>(1)</sup> Incluye fundamentalmente las participaciones en Gas Natural SDG, S.A. y Petrocarabobo, S.A.

<sup>(2)</sup> Incluye la reversión de la provisión registrada por las obligaciones asociadas a la participación en Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (ver Nota 13).

<sup>(3)</sup> En 2017 5.714 millones de euros corresponden al segmento *Upstream* (6.593 millones de euros en 2016), fundamentalmente negocios conjuntos.

<sup>(4)</sup> Correspondiente a los resultados del periodo de operaciones continuadas e interrumpidas. No incluye el "Otro resultado integral" por importe de -944 millones de euros en 2017 (-753 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y -191 millones de euros correspondientes a

asociadas) y de 355 millones de euros en 2016 (244 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 109 millones de euros correspondientes a asociadas), derivadas fundamentalmente de diferencias de conversión.

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

#### Negocios conjuntos

##### *Repsol Sinopec Brasil (RSB)*

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

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

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol, véase nota 7.2.

##### *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 21.

##### *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 21).

##### *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.

##### *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. El valor de la inversión en esta sociedad en los estados financieros del Grupo es nulo y en 2017 se ha revertido en su totalidad la provisión registrada por las obligaciones asociadas a su participación, véase Nota 13. En relación al proceso de arbitraje por la compra de Addax del 49% de las acciones de RSRUK véase Nota 16.

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		YFPB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		Equion	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos de explotación	1.490	957	254	266	1.516	939	342	294	734	697	437	393
Amortización y provisiones por deterioro <sup>(1)</sup>	(399)	(323)	(151)	(157)	(739)	(638)	(427)	(40)	(731)	(614)	(142)	(232)
Otros gastos de explotación <sup>(2)</sup>	(769)	(508)	(108)	(110)	(964)	(719)	(771)	(452)	(240)	(217)	(83)	(148)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>322</b>	<b>126</b>	<b>(5)</b>	<b>(1)</b>	<b>(187)</b>	<b>(418)</b>	<b>(856)</b>	<b>(198)</b>	<b>(237)</b>	<b>(134)</b>	<b>212</b>	<b>13</b>
Ingresos financieros	104	70	153	159	(10)	1	83	371	58	54	-	14
Gastos financieros <sup>(3)</sup>	(22)	22	(158)	(165)	(111)	(55)	(108)	108	(314)	(321)	(6)	(1)
Rdo inversiones contabilizadas por el método de la participación neto de impuestos	19	11	12	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>423</b>	<b>229</b>	<b>2</b>	<b>(19)</b>	<b>(308)</b>	<b>(472)</b>	<b>(881)</b>	<b>281</b>	<b>(493)</b>	<b>(401)</b>	<b>206</b>	<b>26</b>
Gasto por impuesto	(80)	90	7	8	(24)	215	338	(587)	51	(99)	32	64
Resultado del periodo de las operaciones continuadas	343	319	9	(11)	(332)	(257)	(543)	(306)	(442)	(500)	238	90
Resultado del periodo de las operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Rdo del periodo atribuido a la sociedad dominante</b>	<b>343</b>	<b>319</b>	<b>9</b>	<b>(11)</b>	<b>(332)</b>	<b>(257)</b>	<b>(543)</b>	<b>(306)</b>	<b>(442)</b>	<b>(500)</b>	<b>238</b>	<b>90</b>
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	49%	49%
<b>Resultado por integración</b>	<b>206</b>	<b>191</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>(100)</b>	<b>(77)</b>	<b>(217)</b>	<b>(122)</b>	<b>(221)</b>	<b>(250)</b>	<b>117</b>	<b>44</b>
<b>Dividendos</b>	<b>132</b>	<b>121</b>	-	5	5	-	140	164	-	-	64	104
<b>Otro resultado integral<sup>(4)</sup></b>	<b>(574)</b>	<b>178</b>	<b>(61)</b>	<b>24</b>	<b>(75)</b>	<b>19</b>	<b>(5)</b>	<b>(1)</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>(23)</b>	<b>4</b>

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

- (1) En 2017, en Petroquiriquire y Cardón IV incluye el deterioro del inmovilizado material por importe de 151 y 327 millones de euros, respectivamente (260 millones de euros en Cardón IV en 2016). Véase Nota 21.
- (2) En 2017 y 2016 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 123 y 102 millones de euros, respectivamente, derivados fundamentalmente de los compromisos de arrendamiento de las plataformas flotantes de producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 15). En 2017, Petroquiriquire incluye el deterioro de cuentas a cobrar a PDVSA por importe de 256 millones de euros (ver Nota 21).
- (3) En 2017 y 2016 RSB incluye gastos por actualización financiera de provisiones de desmantelamiento por importe de 5 y 4 millones de euros. En 2017, Petroquiriquire y Cardón IV incluyen gastos financieros por el retraso previsto en el cobro de las cuentas a cobrar a PDVSA por importe de 11 y 42 millones de euros, respectivamente.
- (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.

*Valor de la participación en negocios conjuntos:*

Millones de euros	RSB		YFPB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		Equion	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Activos</b>												
Activos no corrientes	7.781	4.042	876	1.023	8.055	8.548	491	1.048	1.409	3.107	537	541
Activos corrientes	402	5.227	324	346	865	551	3.417	4.387	899	295	88	171
Efectivo y equivalentes de efectivo	46	71	124	120	73	63	12	1	60	24	48	95
Otros activos corrientes	356	5.156	200	226	792	488	3.405	4.386	839	271	40	76
<b>Total Activos</b>	<b>8.183</b>	<b>9.269</b>	<b>1.200</b>	<b>1.369</b>	<b>8.920</b>	<b>9.099</b>	<b>3.908</b>	<b>5.435</b>	<b>2.308</b>	<b>3.402</b>	<b>625</b>	<b>712</b>
<b>Pasivos</b>												
Pasivos no corrientes	662	582	205	248	6.051	5.920	789	1.325	2.112	926	145	257
Pasivos financieros	229	95	-	-	1.839	1.561	482	517	2.057	-	-	-
Otros pasivos no corrientes <sup>(1)</sup>	433	487	205	248	4.212	4.359	307	808	55	926	145	257
Pasivos corrientes	609	943	77	91	702	1.144	3.635	3.722	623	2.490	89	108
Pasivos financieros	229	478	0	-	-	587	-	-	-	2.099	-	-
Otros pasivos corrientes	380	465	77	91	702	557	3.635	3.722	623	391	89	108
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.271</b>	<b>1.525</b>	<b>282</b>	<b>339</b>	<b>6.753</b>	<b>7.064</b>	<b>4.424</b>	<b>5.047</b>	<b>2.735</b>	<b>3.416</b>	<b>234</b>	<b>365</b>
<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>6.912</b>	<b>7.744</b>	<b>918</b>	<b>1.030</b>	<b>2.167</b>	<b>2.035</b>	<b>(517)</b>	<b>388</b>	<b>(427)</b>	<b>(14)</b>	<b>391</b>	<b>347</b>
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	49%	49%
Participación en los activos netos <sup>(2)</sup>	4.147	4.646	441	494	650	611	(207)	155	(214)	(7)	192	170
Plusvalía / (Minusvalía)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Valor contable de la inversión</b>	<b>4.147</b>	<b>4.646</b>	<b>441</b>	<b>494</b>	<b>650</b>	<b>611</b>	<b>-</b>	<b>155</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>192</b>	<b>170</b>

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

- (1) En 2017 y 2016 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento no corrientes por importe de 102 y 99 millones de euros.



<sup>(2)</sup> **Petroquiriquire:** en 2017 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos por importe de 207 millones de euros correspondiente al valor negativo del patrimonio neto de Petroquiriquire (Ver Nota 12 y13).

**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 7.1).

### Entidades asociadas

#### Gas Natural Fenosa (GNF)

Repsol participa en el grupo de GNF a través de una participación del 20% en el capital de Gas Natural SDG, S.A., que le otorga una influencia significativa. Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35 (ver Nota 6).

Las principales actividades de GNF son el aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Opera principalmente en España y, fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, el resto de Europa y África.

El 22 de febrero de 2018 se ha firmado un acuerdo de venta de la participación en esta sociedad, para más información véase Nota 31.

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

Millones de euros	GNF		Millones de euros	GNF	
	2017	2016		2017	2016
Ingresos de explotación	23.609	23.665	<b>Activos</b>		
Amortización y provisiones por deterioro	(1.643)	(1.759)	Activos no corrientes	35.946	38.596
Otros gastos de explotación	(19.849)	(18.900)	Activos corrientes	11.083	8.213
<b>Resultado de explotación</b>	<b>2.117</b>	<b>3.006</b>	Efectivo y equivalentes de efectivo	3.225	2.067
Ingresos financieros	111	130	<b>Otros activos corrientes</b>	<b>7.858</b>	<b>6.146</b>
Gastos financieros	(810)	(955)	<b>Total Activos</b>	<b>47.029</b>	<b>46.809</b>
Rdo entidades valoradas método de la participación neto de impuestos	14	(98)	<b>Pasivos</b>		
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.432</b>	<b>2.083</b>	Pasivos no corrientes	24.980	24.713
Gasto por impuesto	(191)	(416)	Pasivos financieros <sup>(2)</sup>	15.916	9.480
Resultado del periodo de las operaciones continuadas	1.241	1.667	Otros pasivos no corrientes	9.064	15.233
Resultado del periodo de las operaciones interrumpidas	460	44	Pasivos corrientes	7.608	7.176
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(337)	(364)	Pasivos financieros <sup>(2)</sup>	2.543	2.599
			<b>Otros pasivos corrientes</b>	<b>5.065</b>	<b>4.577</b>
			<b>Total Pasivos</b>	<b>32.588</b>	<b>31.889</b>
<b>Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante</b>	<b>1.364</b>	<b>1.347</b>	<b>ACTIVOS NETOS</b>	<b>14.441</b>	<b>14.920</b>
Participación de Repsol	20%	20%	Participación de Repsol	20%	20%
<b>Resultado por integración</b>	<b>274</b>	<b>362</b>	Participación en los activos netos	2.899	2.995
<b>Dividendos</b>	<b>201</b>	<b>278</b>	Plusvalía / (Minusvalía) <sup>(3)</sup>	325	327
<b>Otro resultado global <sup>(1)</sup></b>	<b>(175)</b>	<b>160</b>	<b>Valor contable de la inversión</b>	<b>3.224</b>	<b>3.322</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde a las partidas reclasificables y no reclasificables del "Otro resultado global" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

<sup>(2)</sup> Excluye cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones.

<sup>(3)</sup> La plusvalía se corresponde con el importe del fondo de comercio.

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.

**(13) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES**

El saldo a 31 de diciembre de 2017 y 2016, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2017 y 2016, han sido los siguientes:

	Millones de euros				
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes				
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Judiciales y Fiscales <sup>(5)</sup>	Otras provisiones	Total
<b>Saldo a 1 de enero de 2016</b>	<b>2.230</b>	<b>1.194</b>	<b>1.717</b>	<b>2.063</b>	<b>7.204</b>
Dotaciones con cargo a resultados <sup>(1) (2)</sup>	103	209	168	648	1.128
Aplicaciones con abono a resultados <sup>(3)</sup>	(36)	(3)	(342)	(175)	(556)
Cancelación por pago <sup>(4)</sup>	(57)	(220)	(44)	(541)	(862)
Variaciones del perímetro de consolidación	(80)	-	16	(15)	(79)
Diferencias de conversión	99	32	37	57	225
Reclasificaciones y otros	76	(53)	(51)	(33)	(61)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>2.335</b>	<b>1.159</b>	<b>1.501</b>	<b>2.004</b>	<b>6.999</b>
Dotaciones con cargo a resultados <sup>(1)</sup>	91	60	340	220	711
Aplicaciones con abono a resultados <sup>(3)</sup>	(85)	(128)	(144)	(86)	(443)
Cancelación por pago <sup>(4)</sup>	(89)	(105)	(43)	(144)	(381)
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	-	-	-	(1)
Diferencias de conversión	(242)	(112)	(149)	(119)	(622)
Reclasificaciones y otros	166	(62)	8	(1.028)	(916)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2017</b>	<b>2.175</b>	<b>812</b>	<b>1.513</b>	<b>847</b>	<b>5.347</b>

<sup>(1)</sup> Incluye 155 y 191 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2017 y 2016. En 2017, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de -147 y 118 millones de euros.

<sup>(2)</sup> En 2016 incluía, principalmente, la dotación por reestructuración de plantillas por importe de 479 millones de euros.

<sup>(3)</sup> En 2017 incluye la reversión de provisión de *Ship or Pay* en Ecuador. En 2016 incluía, fundamentalmente, impactos asociados a la desinversión de YPF y cuyo impacto fue reconocido en el epígrafe "*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*" por importe de 299 millones de euros.

<sup>(4)</sup> En 2017 y 2016 incluye, principalmente, en "*Contratos onerosos*" los pagos por contratos de plataformas de perforación y de otros contratos a largo plazo onerosos y en "*Otras provisiones*", los pagos por reestructuración de plantillas.

<sup>(5)</sup> Ver Nota 16 y 23.

El epígrafe de "*Otras provisiones*" incluye fundamentalmente las provisiones constituidas para hacer frente riesgos medioambientales (ver Nota 29.2), compromisos por pensiones (ver Nota 28.2), consumos de los derechos de CO<sub>2</sub> (ver Nota 29.4) incentivos a los empleados (ver Notas 28.3 y 28.4) y otras provisiones para cubrir obligaciones derivadas de la participación en sociedades:

- Respecto a estas últimas, en 2017 se ha revertido la provisión por obligaciones asociadas a los desembolsos netos previstos en la participación en RSRUK, derivadas fundamentalmente de la actividad y del desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos en el mar del Norte. El importe revertido, 911 millones de euros, se ha registrado en el epígrafe "*Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación*" (ver Nota 12). Las mejoras operativas y las eficiencias obtenidas en la operación de este activo desde su adquisición en el año 2015, tanto en términos de eficiencia productiva como de reducción de opex y capex y de recuperación de créditos fiscales, han supuesto de acuerdo con el plan de negocio de la compañía una mejora significativa en los flujos de caja estimados por lo que se ha revertido la totalidad de la provisión registrada. Estos flujos de caja han sido revisados por un valorador independiente y su valoración no difiere significativamente de la del Grupo.

- Adicionalmente, en 2017 y 2016 incluye una provisión por reestructuración de plantilla calculada bajo las condiciones acordadas en el marco del Despido Colectivo en España<sup>1</sup> por importe de 111 millones de euros y 212 millones de euros, respectivamente, por el valor actual de la estimación de los desembolsos futuros a efectuar a las personas incluidas en el citado plan que aún no han causado baja y a la Seguridad Social. Durante 2017 y 2016 los pagos efectuados por este concepto han ascendido a 55 y 103 millones de euros, respectivamente. Se estima que los pagos relacionados con esta provisión continuarán hasta el año 2022.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2017.

	Millones de euros			Total
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	
Provisión por desmantelamientos de campos	99	527	1.549	2.175
Provisión por contratos onerosos	77	295	440	812
Provisión por riesgos judiciales y fiscales	81	806	626	1.513
Otras provisiones	261	570	16	847
<b>TOTAL <sup>(1)</sup></b>	<b>518</b>	<b>2.198</b>	<b>2.631</b>	<b>5.347</b>

<sup>(1)</sup> 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) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

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

	Millones de euros	
	2017	2016
Deudas por arrendamientos financieros	1.346	1.550
Fianzas y depósitos <sup>(1)</sup>	120	121
Ingresos diferidos <sup>(2)</sup>	47	39
Otros	282	299
<b>TOTAL</b>	<b>1.795</b>	<b>2.009</b>

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> recibidos a título gratuito (ver Nota 10).

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Millones de euros			
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2017	2016	2017	2016
Durante el siguiente ejercicio	202	221	195	208
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	732	830	553	633
A partir del 6º ejercicio	2.112	2.434	793	917
	<b>3.046</b>	<b>3.485</b>	<b>1.541</b>	<b>1.758</b>
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.505)	(1.727)		
<b>Total deuda por arrendamiento financiero</b>	<b>1.541</b>	<b>1.758</b>		
No corriente	1.346	1.550		
Corriente	195	208		

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2017 ha ascendido al 8,93% (9,04% a 31 de diciembre de 2016).

<sup>1</sup> 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.

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 2017 y 2016, el importe registrado en este epígrafe ascendía a 454 millones de dólares (379 millones de euros) y 466 millones de dólares (442 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 2017 y 2016 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.136 millones de dólares (947 millones de euros) y 1.164 millones de dólares (1.104 millones de euros), respectivamente.

## (15) COMPROMISOS Y GARANTÍAS

### 15.1) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2017, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Millones de euros	2018	2019	2020	2021	2022	Ejercicios	
						posteriores	Total
<b>Compromisos de compra</b>	<b>3.286</b>	<b>753</b>	<b>742</b>	<b>774</b>	<b>777</b>	<b>12.250</b>	<b>18.582</b>
Crudo y otros <sup>(1) (3)</sup>	2.396	268	223	228	233	2.833	6.181
Gas natural <sup>(2) (3)</sup>	890	485	519	546	544	9.417	12.401
<b>Compromisos de inversión <sup>(4)</sup></b>	<b>1.000</b>	<b>553</b>	<b>359</b>	<b>204</b>	<b>80</b>	<b>178</b>	<b>2.374</b>
<b>Prestación de servicios <sup>(5)</sup></b>	<b>490</b>	<b>369</b>	<b>295</b>	<b>246</b>	<b>173</b>	<b>1.067</b>	<b>2.640</b>
<b>Compromisos de transporte <sup>(6)</sup></b>	<b>213</b>	<b>174</b>	<b>168</b>	<b>137</b>	<b>113</b>	<b>389</b>	<b>1.194</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.989</b>	<b>1.849</b>	<b>1.564</b>	<b>1.361</b>	<b>1.143</b>	<b>13.884</b>	<b>24.790</b>

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 21). En relación a los compromisos de arrendamiento operativo, véase Nota 20.6.

<sup>(1)</sup> Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el Grupo Pemex (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento 2020) y con Overseas Petroleum and Investment Corporation (vencimiento en 2018) con un volumen comprometido para el ejercicio 2018 de 166.667, 26.374, 13.288, y 3.945 barriles/día, respectivamente.

<sup>(2)</sup> Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado en Norteamérica adquiridos por dos contratos firmados en 2013 por un volumen aproximado de 75,7 Tbtu anuales con entregas a partir de 2017, uno de ellos firmados con el grupo Gas Natural Fenosa. También incluye en España el compromiso con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las refinerías de Repsol.

<sup>(3)</sup> Los volúmenes comprometidos de crudo y gas se indican a continuación:

Compromisos de compra	Unidad de medida	2018	2019	2020	2021	2022	Ejercicios	
							posteriores	Total
<b>Crudo</b>	kbbbl	28.676	196	195	194	193	1.117	30.571
<b>Gas natural</b>								
Gas natural	Tbtu	109	7	5	5	5	22	153
Gas natural licuado	Tbtu	64	80	79	82	79	1.160	1.544

<sup>(4)</sup> Incluye principalmente compromisos de inversión en Vietnam, Noruega, Argelia, y Bolivia por importe de 494, 456, 396 y 229 millones de euros, respectivamente.

<sup>(5)</sup> Incluye principalmente los servicios por el procesamiento de gas en Canadá en (*Downstream*) por importe de 988 millones de euros y los asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en (*Upstream*) por importe de 658 millones de euros.

<sup>(6)</sup> Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos por oleoductos y gasoductos en Norteamérica, Perú e Indonesia por importe aproximado de 1.001 millones de euros.

### 15.2) Garantías

A 31 de diciembre de 2017 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 593 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB (ver Nota 12) 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 516 millones y 486 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 523 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 IV<sup>1</sup>.
- 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 medioambiental<sup>2</sup> y aquellas otorgadas en la venta de activos<sup>3</sup>.

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.

## (16) LITIGIOS

El criterio general del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios (Ver Nota 13) 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 asesores internos y externos o tomando en consideración la experiencia.

A 31 de diciembre de 2017, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios en el curso ordinario de sus actividades por un importe total de 98 millones de euros (no incluye las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 23).

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 12). 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, de ser necesario, la vista oral sobre la valoración de los hipotéticos daños tendría lugar en un

<sup>1</sup> 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 PDVSA. En sentido contrario PDVSA ha otorgado una garantía a Cardón IV que cubre los derechos de cobro por el compromiso de suministro.

<sup>2</sup> Las garantías otorgadas en el curso ordinario de la actividad garantizada corresponde a un número limitado de garantías por importe de 118 millones de euros. Las 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.

<sup>3</sup> Las garantías vivas por ventas de activos, otorgadas conforme a la práctica general de la industria, son poco significativas. Recientemente destacan aquellas otorgadas en la venta de activos de GNL a Shell en 2015 (ver Nota 4 y 29 de las Cuentas Anuales consolidadas de 2015).

momento posterior, cuya fecha no está determinada, si bien se estima que podría ser a principios de 2019. Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la demanda de arbitraje carecen de fundamento.

#### Litigio del oleoducto "Galley"

En agosto de 2012 se produjeron daños y una fuga en el oleoducto Galley, en el que RSRUK tiene una participación del 67,41%.

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

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

El 8 de agosto de 2016, RSRUK interpuso solicitud de arbitraje, que tiene lugar en Londres y con la ley del Estado de Nueva York como ley aplicable al fondo de la reclamación.

En junio de 2017 el Tribunal, a propuesta de las partes, ha aprobado la bifurcación del procedimiento en dos etapas (responsabilidad y cobertura *-liability-* y, en su caso, valoración de los daños y pérdidas *-quantum-*) y la celebración de la vista oral sobre las cuestiones a dilucidar en la primera etapa en un periodo de dos semanas (entre el 19 de febrero y el 2 de marzo de 2018).

#### **Estados Unidos de América**

##### Litigio del Rio Passaic / Bahía de Newark

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

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

El 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 aquellos.

Con fecha 29 de enero de 2015 el Juez del litigio se pronunció respecto de ciertas *Motions to Dismiss* presentadas por los Demandados frente a la *Cross Claim* desestimando, total o parcialmente y sin posibilidad de volver a plantearse, diez de las doce reclamaciones formuladas por OCC.

El 14 de enero de 2016, la Juez auxiliar en el litigio (*Special Master*) emitió sus recomendaciones sobre estas *Motions*, estimando, entre otras, las presentadas por Repsol en relación con su consideración como alter ego de Maxus y rechazando la *Motion* de OCC contra la reclamación de Repsol a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de New Jersey.

El 5 de abril de 2016 el Juez desestimó en su totalidad la demanda de OCC contra Repsol. Esta resolución es apelable. El 16 de junio de 2016 la *Special Master* estimó la *Motion for Summary Judgement* presentada por Repsol respecto de su

reclamación a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de Nueva Jersey. El 30 de enero de 2017 OCC apeló la recomendación de la *Special Master*. El 17 de junio de 2016 Maxus presentó solicitud de quiebra ante el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware, requiriendo, además, la suspensión del litigio principal, petición que deberá resolver el Tribunal. El 19 de octubre de 2017 el Juez titular decidió mantener en su integridad las recomendaciones de la *Special Master*, estimando, por tanto, 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 8 de enero de 2018 Maxus (asumiendo la titularidad de la demanda por alter ego de OCC) y OCC anunciaron la formalización del recurso de apelación sobre sus respectivas sentencias adversas.

## España

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

En 2017 se han notificado seis sentencias del Tribunal Supremo reconociendo el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por la fórmula de determinación del precio máximo de GLP envasado regulado que contiene la Orden ITC/2608/2009 de 28 de septiembre que fue anulada por Sentencia del propio Tribunal Supremo de 19 de junio de 2012, más los intereses legales correspondientes (ver Nota 20.3).



**(17) EXISTENCIAS**

La composición del epígrafe de existencias a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
Crudo y gas natural	1.244	1.187
Productos terminados y semiterminados	2.252	2.110
Materiales y otras existencias	300	308
<b>TOTAL <sup>(1)</sup></b>	<b>3.797</b>	<b>3.605</b>

<sup>(1)</sup> Incluye provisiones por valoración de las existencias por importe de 32 y 28 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -10 y 6 millones de euros respectivamente (-7 y 69 millones de euros en 2016).

A 31 de diciembre de 2017 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 183 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 9 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 2017 y 2016 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo IV), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

**(18) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR**

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	4.152	3.242
Provisión por insolvencias	(173)	(131)
<b>Clientes por ventas y prestación de servicios</b>	<b>3.979</b>	<b>3.111</b>
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	943	1.395
Deudores por operaciones con el personal	41	42
Administraciones públicas	198	284
Derivados por operaciones comerciales (Nota 7 y 8)	60	64
<b>Otros deudores</b>	<b>1.242</b>	<b>1.785</b>
<b>Activos por impuesto corriente</b>	<b>691</b>	<b>989</b>
<b>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar</b>	<b>5.912</b>	<b>5.885</b>

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2017 y 2016 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>131</b>	<b>131</b>
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	57	(3)
Variaciones de perímetro de consolidación	-	(1)
Diferencias de conversión	(9)	2
Reclasificaciones y otros movimientos	(6)	2
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>173</b>	<b>131</b>

**(19) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR**

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

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Proveedores</b>	<b>2.738</b>	<b>2.128</b>
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 14)	195	208
Administraciones Públicas acreedoras	656	535
Instrumentos financieros derivados (Nota 8)	215	282
Otros	3.214	3.340
<b>Otros acreedores</b>	<b>4.280</b>	<b>4.365</b>
<b>Pasivo por impuesto corriente</b>	<b>292</b>	<b>317</b>
<b>TOTAL</b>	<b>7.310</b>	<b>6.810</b>

Información sobre el período medio de pago a proveedores en España

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

La información relativa al período medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo para el ejercicio 2017 de acuerdo con la disposición adicional única de la resolución anteriormente mencionada es la siguiente:

	Días	
	2017	2016
Período medio de pago a proveedores <sup>(1)</sup>	25	27
Ratio de operaciones pagadas <sup>(2)</sup>	25	27
Ratio de operaciones pendientes de pago <sup>(3)</sup>	28	22
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	10.995	10.450
Total pagos pendientes	521	219

<sup>(1)</sup> ((Ratio operaciones pagadas \* importe total pagos realizados) + (Ratio operaciones pendientes de pago \* importe total pagos pendientes)) / (Importe total de pagos realizados + importe total pagos pendientes).

<sup>(2)</sup>  $\Sigma$  (número de días de pago \* importe de la operación pagada) / Importe total de pagos realizados.

<sup>(3)</sup>  $\Sigma$  (Número de días pendientes de pago \* importe de la operación pendiente de pago) / Importe total de pagos pendientes.

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

## (20) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

### 20.1) Ventas e ingresos por prestación de servicios

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

Áreas Geográficas	Millones de euros	
	2017	2016
España	20.727	20.727
Unión Europea	8.624	4.885
Países O.C.D.E.	4.660	3.190
Resto de países	7.657	5.887
<b>TOTAL</b>	<b>41.668</b>	<b>34.689</b>

Este epígrafe incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 6.310 millones de euros en 2017 y 6.249 millones de euros en 2016.

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 únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

### 20.2) Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y enajenaciones de activos

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2017	2016
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Notas 20.7 y 21)	802	623
Beneficios por enajenación de activos	62	1.002
<b>TOTAL</b>	<b>864</b>	<b>1.625</b>

En 2016 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a (ver Nota 1.4): i) la venta de parte de los activos de gas canalizado en España por un importe de 464 millones de euros, ii) la venta del 10% de la participación en Gas Natural SDG, S.A. por importe de 233 millones de euros, iii) la venta del negocio eólico en Reino Unido por importe de 101 millones de euros, iv) la venta del negocio de GLP en Perú y Ecuador por importe de 129 millones de euros, v) la desinversión en Repsol E&P T&T Limited por importe de 17 millones de euros y vi) la desinversión en el proyecto Tangguh LNG por importe de 21 millones de euros.

### 20.3) Otros ingresos de explotación

Este epígrafe incluye, entre otros, los ingresos reconocidos por la valoración de instrumentos derivados comerciales (ver Nota 8) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 13).

En 2016 se incluyeron en este epígrafe 80 millones de euros derivados de pronunciamientos judiciales favorables relativos a los daños y perjuicios ocasionados por la aplicación de la fórmula de precios máximos de venta de GLP envasado regulado establecida en la Orden ITC/2608/2009 que fue anulada por Sentencia del TS de 19 de junio de 2012 (ver Nota 16 y Anexo IV). Adicionalmente se reconocieron ingresos financieros por importe de 21 millones de euros, respectivamente, correspondientes a intereses legales derivados de tales reclamaciones. Estos ingresos han sido abonados en 2017 (ver Nota 16).

Por último, este epígrafe incluye las subvenciones de explotación registradas como ingreso en los ejercicios 2017 y 2016 por importe de 23 y 25 millones de euros respectivamente.

#### 20.4) Aprovisionamientos

El epígrafe “Aprovisionamientos” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2017	2016
Compras	30.420	24.325
Variación de existencias	(169)	(710)
<b>TOTAL</b>	<b>30.251</b>	<b>23.615</b>

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.

#### 20.5) Gastos de personal

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

	Millones de euros	
	2017	2016
Remuneraciones y otros	1.481	2.045
Costes de seguridad social	411	456
<b>TOTAL</b>	<b>1.892</b>	<b>2.501</b>

En 2017 y 2016, el epígrafe “Remuneraciones y otros” incluye los gastos incurridos por reestructuración de plantillas correspondientes fundamentalmente al plan de despido colectivo en España (ver Nota 13), los ajustes por la reestructuración de plantilla en países y cambios en el equipo directivo.

#### 20.6) Otros gastos de explotación

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

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Transportes y fletes <sup>(1)</sup></b>	<b>1.072</b>	<b>1.166</b>
<b>Tributos</b>	<b>367</b>	<b>320</b>
<b>Servicios exteriores</b>	<b>3.461</b>	<b>3.551</b>
Suministros	842	736
Gastos de operadores <sup>(2)</sup>	498	533
Servicios de profesionales independientes	448	470
Arrendamientos	400	406
Reparación y conservación	300	340
Otros	973	1.066
<b>Otros gastos</b>	<b>295</b>	<b>893</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5.195</b>	<b>5.930</b>

<sup>(1)</sup> Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que cualquier diferencia económica es registrada por el neto.

<sup>(2)</sup> 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.

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

Los pagos mínimos futuros no cancelables asociados a estos arrendamientos a 31 de diciembre de 2017 se detallan a continuación:

	Millones de euros
2018	229
2019	182
2020	195
2021	182
2022	169
Ej. Posteriores	937
<b>TOTAL</b>	<b>1.894</b>

En 2017 se ha firmado un contrato de arrendamiento operativo de una plataforma flotante de producción (FPSO) en Vietnam, cuya actividad comenzará en 2019, por importe de 384 millones de euros.

## 20.7) 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	
	2017	2016
Europa	136	133
América	236	173
África	54	140
Asia	34	6
Oceanía	87	89
<b>TOTAL</b>	<b>547</b>	<b>541</b>

Los gastos de exploración en 2017 y 2016 ascienden a 547 y 541 millones de euros, de los cuales 177 y 241 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones de inmovilizado" y 478 y 96 millones de euros en el epígrafe "Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado" en 2017 y 2016, respectivamente. Adicionalmente en 2017 se han producido 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](http://www.repsol.com)).

## 20.8) Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de activos

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2017	2016
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 20.7 y 21)	901	905
Pérdidas por enajenación de activos	21	42
<b>TOTAL</b>	<b>922</b>	<b>947</b>

## (21) DETERIORO DE ACTIVOS

### 21.1) 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:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Siguientes
Brent (\$/ barril)	59,0	64,0	71,6	75,3	80,7	87,2	91,3	95,6	97,5	+2%
WTI	56,0	61,0	68,6	73,3	78,7	85,2	89,3	93,6	95,5	+Brent -2\$/bbl
HH (\$/ Mbtu)	3,5	3,5	3,8	3,9	4,1	4,3	4,7	4,9	5,1	+2%

#### b) Tasas de descuento <sup>(1)</sup>:

	2017	2016
<b>UPSTREAM <sup>(2)</sup></b>		
Latinoamérica-Caribe	7,8% - 30%	7,7% - 19%
Europa, África y Brasil	7,1% - 12%	7,0% - 13%
Norteamérica	8,3% - 8,4%	7,9% - 8,1%
Asia y Rusia	8,3% - 11,2%	8,3% - 11,8%
<b>DOWNSTREAM <sup>(3)</sup></b>		
	4,2% - 9,3%	4,2% - 9,6%

<sup>(1)</sup> En 2017 respecto a 2016 no ha habido variaciones significativas en el riesgo-país ni en el riesgo propio de negocio, salvo en el caso de Venezuela.

<sup>(2)</sup> Tasas de descuento en dólares.

<sup>(3)</sup> Tasas de descuento en euros y en dólares.

En 2017 se han reconocido dotaciones, netas de reversiones, por deterioro de valor de activos por importe de -296 millones de euros (-488 millones de euros en 2016<sup>1</sup>), los cuales se corresponden principalmente con (i) inmovilizado intangible (-73 millones de euros, véase Nota 10); (ii) inmovilizado material y provisión por contratos onerosos (+134 millones de euros, véase Notas 11 y 13) y (iii) inversiones contabilizadas por el método de la participación (-357 millones de euros, véase Notas 12 y 13).

#### Activos Upstream

En el segmento *Upstream* se han registrado deterioros netos de valor de sus activos por importe de -293 millones de euros principalmente en:

- Norteamérica (+127 millones de euros): reversión de deterioros en activos en Canadá (áreas de Chauvin y Duvernay) y EE.UU (Marcellus) debido principalmente a mayores volúmenes de producción previstos, parcialmente compensados por deterioros de valor en otros activos en EE.UU (Midcontinent e Eagle Ford) como consecuencia de la menor actividad prevista en el actual entorno de precios.
- Latinoamérica (-297 millones de euros): deterioros de valor en activos de Venezuela (-434 millones de euros)<sup>2</sup> por el incremento de la tasa de descuento como consecuencia de la evolución de los indicadores de riesgo país (30% versus 19% en 2016), parcialmente compensados por la reversión de deterioros en activos de Ecuador y Colombia por la mejora de volúmenes y por la evolución prevista de los planes de negocio.

El valor recuperable de los activos anteriores asciende a 11.035 millones de euros.

En 2016 se registraron deterioros por importe de -255 millones de euros por el aumento de las tasas de descuento y por la evolución prevista de los perfiles de producción en activos no convencionales (Norteamérica -132 millones de euros, Latinoamérica -85 millones de euros y en otros países, fundamentalmente de Sudeste Asiático y Norte de África 38 millones de euros).

<sup>1</sup> En 2016 corresponde principalmente a inmovilizado intangible y material por importe de -276 millones de euros (ver Nota 10 y 11) y a inversiones contabilizadas por el método de la participación por importe de -187 millones de euros (ver Nota 12).

<sup>2</sup> En 2017, incluye el deterioro del inmovilizado intangible por importe de -66 millones de euros y de "inversiones contabilizadas por el método de la participación" por importe de -368 millones de euros (inmovilizado material).

## Activos Downstream

En *Downstream*, las hipótesis de precios más bajos de la materia prima y de la energía suponen, en términos generales, una mejor valoración de los negocios, por lo que no se han registrado en 2017 deterioros significativos.

En 2016 se registró un deterioro de los activos del negocio de Gas en Norteamérica (planta de regasificación de Canaport y compromisos asociados a los gaseoductos para el transporte de gas) por un importe de -175 millones de euros como consecuencia de la evolución prevista de los márgenes del gas. La tasa de descuento utilizada fue del 5,5%.

### 21.2) 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:

	Incremento (+) / descenso (-)	Millones de euros	
		Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precios del crudo y gas	+10%	614	463
	-10%	(1.751)	(1.305)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(704)	(551)
	-100 p.b.	453	356

### 21.3) Riesgos Geopolíticos

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

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

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

#### Venezuela:

La exposición patrimonial<sup>1</sup> de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre asciende a unos 1.480 millones de euros, que incluye fundamentalmente la financiación en dólares otorgada a las filiales venezolanas<sup>2,3</sup> (ver nota 7). La exposición se

<sup>1</sup> La exposición patrimonial corresponde a los activos netos consolidados de las sociedades con domicilio mercantil en cada uno de los países sobre los que se informa más la financiación otorgada cuando sea aplicable.

<sup>2</sup> Repsol tiene otorgado un préstamo a Cardón IV con vencimientos anuales y es prorrogable por los socios (Repsol y Eni). No es intención de los socios la liquidación de esta financiación, ni la misma parece probable en un futuro previsible, siendo considerada por tanto como parte de la inversión neta en esta sociedad (ver Nota 12).

<sup>3</sup> Petroquiriquire, S.A., Repsol y PDVSA firmaron el 6 de 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 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 y PDVSA, de determinadas condiciones suspensivas (*conditions precedent*) y sus términos recogen los *covenants*, supuestos de incumplimiento y de aceleración o terminación anticipada habituales en este tipo de transacciones. Un incumplimiento de PDVSA de sus obligaciones bajo la garantía 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 2017 la disposición de dicha línea de crédito asciende a 578 millones de dólares, habiéndose cumplido todos los pagos previstos en las fechas acordadas.

ha reducido significativamente respecto a 31 de diciembre de 2016 (2.273 millones de euros) como consecuencia de las provisiones por deterioro registradas durante este ejercicio.

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, Barua Motatán, todos ellos con vigencia hasta 2031) y 11% en E.M. Petrocarabobo, S.A. (bloque Carabobo, con vigencia hasta 2035<sup>1</sup>) 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 12). En 2017 la producción media de Repsol en Venezuela ha alcanzado los 77 miles de barriles equivalentes de petróleo día (en línea con 2016) y sus reservas probadas a 31 de diciembre ascienden a 577 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La industria del Oil&Gas es muy importante para la economía venezolana, ya que supone el 25% del PIB y el 95% de las exportaciones<sup>2</sup>. La explotación de este sector de actividad en Venezuela se realiza en un marco de colaboración entre el sector público y las empresas extranjeras y, en este sentido, Repsol es un importante socio de PDVSA y cuenta con activos estratégicos en el país.

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

- Situación política y económica: La recesión económica (el PIB<sup>3</sup> se ha reducido un 14,7% en 2017), la inflación<sup>4</sup> (el Fondo Monetario Internacional estima un 2.399% en 2017 y prevé un 9.196%<sup>5</sup> para 2018) y la carencia de abastecimiento de algunos productos básicos han provocado dificultades en el país. La producción petrolera se ha reducido significativamente en los últimos años.

Durante el periodo se ha prorrogado el Estado de Emergencia Económica, continúa la situación de inestabilidad política, se ha instalado formalmente la Asamblea Nacional Constituyente, encargada de redactar una nueva Constitución para Venezuela, y se han convocado elecciones presidenciales para el 22 de abril.

Venezuela ha sido objeto de diversas medidas sancionadoras internacionales (EE.UU, Unión Europea,...), que se pueden afectar a las capacidades financieras y comerciales del sector público.

Se han producido retrasos e incumplimientos puntuales en el servicio de la deuda soberana. En diciembre, como consecuencia de la falta de pago de los intereses de ciertos bonos, *Standard & Poors* colocó en *Default Selectivo* bonos de Venezuela y PDVSA. Por su parte, la asociación internacional de derivados financieros (ISDA) declaró en noviembre de 2017 el incumplimiento de pago 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.

- Regulación y participación pública en el sector de Oil & Gas: Repsol desarrolla su actividad a través de empresas mixtas cuya constitución y condiciones para realizar sus actividades primarias requieren la aprobación previa de la Asamblea Nacional. En el caso de las restantes compañías, tales como Cardón IV y Quiriquire Gas, sus Licencias son otorgadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Para más información en relación al régimen jurídico de las empresas mixtas y el marco regulatorio vigente en Venezuela, véase el Anexo IV.

El 6 de diciembre de 2017 se ha publicado una Resolución del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, que establece un régimen de 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 mantenga acciones. Durante los 30 días siguientes a la fecha de publicación de la Resolución, los referidos contratos están sujetos a la revisión y validación de la Presidencia de PDVSA, a fin de evaluar que los mismos hayan cumplido con los requisitos legales, financieros, presupuestarios y técnicos correspondientes, que permitan considerar y formar opinión sobre su existencia, validez y conveniencia para PDVSA. A la fecha no ha habido ninguna notificación al respecto en los

<sup>1</sup> Extensible 15 años adicionales.

<sup>2</sup> Fuente: Organization of the Petroleum Exporting Countries ([www.opec.org/opec](http://www.opec.org/opec)).

<sup>3</sup> Fuente: Informe Ecoanalítica, Año 13, Número 4, Trimestre IV.

<sup>4</sup> La tasa de inflación publicada por el Banco Central fue de 68,5% en 2014 y 180,9% en 2015. Desde 2016, el Banco Central de Venezuela no ha publicado oficialmente el dato de inflación acumulada.

<sup>5</sup> Previsión realizada bajo un escenario, conservador.



contratos que afectan a las inversiones de Repsol en Venezuela.

También en diciembre de 2017, se ha publicado la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva, la cual establece principios, políticas y procedimientos que regulan las inversiones extranjeras productivas de bienes y servicios. A la fecha de formulación de estas cuentas anuales está pendiente de publicación la legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos de la economía, entre ellos, los relacionados con la materia de hidrocarburos (más información en el Anexo IV).

- Sistema cambiario a 31 de diciembre: Desde febrero de 2003 está en vigor en Venezuela un régimen de control cambiario gestionado por el Banco Central de Venezuela y el Ministerio del Poder Popular de Economía y Finanzas. Estos organismos han dictado diversas normas que han venido regulando las modalidades de compra venta de divisas en Venezuela. El 19 de mayo de 2017 entró en vigor el Convenio Cambiario N° 38, el cual implementa el Sistema de Divisas de Tipo de Cambio Complementario Flotante de Mercado (DICOM), mediante el cual: (i) las Empresas Mixtas pueden vender dólares a través del mercado cambiario DICOM previa autorización del Ejecutivo Nacional y (ii) el tipo de cambio DICOM se establece mediante un proceso de subasta de divisas que se realiza dentro de un sistema de bandas que fija el Banco Central de Venezuela<sup>1</sup>.

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

La divisa venezolana ha sufrido una fuerte devaluación en el periodo. En la última subasta del DICOM de fecha 1 de septiembre de 2017 el tipo de cambio ha sido 3.345 Bs/\$, desde entonces y hasta el cierre del ejercicio las subastas se encontraban suspendidas. La cotización a 31 de diciembre de 2016 fue de 674 Bs/\$.

Repsol mantiene el dólar como moneda funcional de la mayor parte de sus negocios de exploración y producción de hidrocarburos en Venezuela (Cardón IV, S.A., E.M. Petroquiriquire, S.A. y E.M. Petrocarabobo, S.A.), si bien, a efectos fiscales, el bolívar es la moneda de referencia para las liquidaciones de impuestos. En las compañías cuya moneda funcional es el bolívar (Quiriquire Gas, S.A), Repsol utiliza como referencia para la elaboración de los estados financieros el tipo de cambio DICOM para la conversión de bolívares a euros.

La devaluación del bolívar no ha tenido impactos significativos en los estados financieros de Repsol en 2017.

Como consecuencia de los acontecimientos recientes en Venezuela, 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 resultado del análisis realizado, al cierre del ejercicio 2017 se han registrado deterioros de valor de los activos del Grupo en Venezuela por importe de -716 millones de euros (-627 millones de euros por deterioro de valor de entidades participadas, -66 millones de euros por deterioro de activos intangibles y -23 millones de euros por deterioros de otros activos financieros, con un impacto en los resultados del ejercicio de -695 millones de euros):

- La revisión de los planes de negocio de los activos, el retraso en el cobro de las ventas, el aumento del riesgo de crédito y un aumento significativo de la tasa de descuento (30%, +11% respecto de 2016), han afectado negativamente al valor recuperable de entidades participadas y activos intangibles, lo que ha supuesto el registro de

---

<sup>1</sup> El 29 de enero de 2018 se ha publicado el Convenio Cambiario N° 39 que deroga el N° 35 y el N° 38 y establece las normas que regirán las operaciones en el sistema cambiario DICOM a partir de dicha fecha. Los aspectos más relevantes para Repsol son: i) El DICOM aplicará para todos aquellas operaciones de liquidación de monedas extranjeras del sector público y privado, así como todas aquellas operaciones de liquidación de monedas extranjeras no previstas expresamente en el mismo, ii) La conversión de la moneda extranjera para la determinación de la base imponible de las obligaciones tributarias, se efectuará al tipo de cambio DICOM, iii) Las personas jurídicas podrán adquirir mensualmente el equivalente al 30% del ingreso bruto promedio mensual, declarado en el Impuesto Sobre la Renta del ejercicio fiscal inmediatamente anterior, hasta un monto máximo equivalente de 340 mil euros o su equivalente en otra moneda, y iv) Las personas jurídicas que adquieran moneda extranjera a través del DICOM, aplicaran como base de cálculo para su estructura de costes y demás fines, la tasa de cambio resultante de las subastas. La primera subasta ha tenido lugar el 5 de febrero de 2018 siendo el tipo de cambio resultante 30.987,5 Bs/€. Repsol no espera impactos significativos en los estados financieros como consecuencia del nuevo Convenio Cambiario.

provisiones por deterioro por importe de -693 millones de euros (Véase apartado 1 de esta Nota).

- El retraso en el cobro de los créditos comerciales frente a PDVSA, ha supuesto el registro de pérdidas por importe de -23 millones de euros.

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.

En 2016 se registraron deterioros por importe de -284 millones de euros antes de impuestos (-195 millones de euros después de impuestos).

## Libia

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre asciende a unos 410 millones de euros.

Repsol está presente en Libia desde los años 70, cuando inició las actividades exploratorias en la Cuenca de Sirte. A 31 de diciembre de 2017 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales (con actividades en exploración, desarrollo y producción) y las reservas probadas ascienden a 97 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Como consecuencia del empeoramiento de las condiciones de seguridad, la producción estuvo interrumpida desde noviembre de 2014 hasta finales de 2016. La producción en El *Sharara* se restableció el 20 de diciembre de 2016 en el bloque NC115 (campos A, M y H), el 4 de enero de 2017 se reinició la producción en el campo I/R (campo compartido entre los Bloques NC-186 y NC-115) y el 9 de mayo en el bloque NC-186. No obstante, debido a causas externas, se han producido paradas intermitentes durante el año. La producción media en 2017 ha alcanzado los 25 miles de barriles equivalentes de petróleo día (39 miles de barriles equivalentes de petróleo día en el mes de diciembre).

El gobierno de Libia *Government of National Accord* (GNA) es reconocido por la Comunidad Internacional y Naciones Unidas, sin embargo, la actividad de diversas milicias militares que operan en diferentes áreas del país genera una elevada inseguridad.

## Argelia

La exposición patrimonial asciende a unos 716 millones de euros.

Repsol cuenta en Argelia con 2 bloques de exploración (Boughezoul y 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 2017 alcanzó los 12,2 miles de barriles equivalentes de petróleo día (16,9 kboe en 2016) provenientes de los bloques 405 a y Tin Fouyé Tabankort (TFT).

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2017 ascienden a 31 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas en torno al 57% corresponden al proyecto de gas en desarrollo de Reggane que incluye el desarrollo de seis campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sud, Sali, Tiouiline, 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%).

## Ecuador

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

La producción media en 2017 alcanzó los 6,4 miles de barriles equivalentes de petróleo día y sus reservas probadas a 31 de diciembre ascienden a 6,6 millones de barriles equivalentes de petróleo.

El valor de la inversión en Ecuador es nulo.

## Brexit

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

Tras la venta del negocio eólico marino (ver Nota 1.4), la exposición del Grupo en Reino Unido se limita a su participación en Repsol Sinopec Resources UK Limited (RSRUK), cuya actividad se encuentra en una etapa madura siendo su moneda funcional el dólar. El valor de la inversión en RSRUK es nulo, para más información véase Nota 12 y 16.

## (22) RESULTADO FINANCIERO

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2017 y 2016 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
Ingresos financieros	159	140
Gastos financieros	(447)	(493)
<b>Intereses de la deuda</b>	<b>(288)</b>	<b>(353)</b>
Por tipo de interés	(14)	1
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(14)	1
Por tipo de cambio	181	226
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	30	132
Diferencias de cambio	151	94
Otras posiciones	18	56
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	18	56
<b>Resultado de posiciones <sup>(1)</sup></b>	<b>185</b>	<b>283</b>
<b>Actualización financiera de provisiones</b>	<b>(126)</b>	<b>(175)</b>
<b>Intereses intercalarios <sup>(2)</sup></b>	<b>120</b>	<b>133</b>
Arrendamiento financiero	(141)	(143)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros <sup>(3)</sup>	(14)	48
Otros ingresos	37	36
Otros gastos	(85)	(63)
<b>Otros ingresos y gastos financieros</b>	<b>(203)</b>	<b>(122)</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(312)</b>	<b>(234)</b>

<sup>(1)</sup> Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

<sup>(2)</sup> Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros" y se capitalizan en el inmovilizado.

<sup>(3)</sup> En 2017 y 2016 incluye, principalmente plusvalías/(minusvalía generadas por la recompra de bonos de ROGCI por importe de -10 y 49 millones de euros, respectivamente (ver Nota 7.2).

## (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 6/80 en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2017 es de 54, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, 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 2017 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
Argelia <sup>(1)</sup>	38%
Australia	30%
Bolivia	25%
Canadá <sup>(2)</sup>	27%
Colombia	40%
Ecuador	22%
Estados Unidos <sup>(3)</sup>	35%
Indonesia	40% - 48%
Libia	65%
Malasia	38%
Noruega	78%
Países Bajos	25%
Papúa Nueva Guinea	30%
Perú	28% - 30%
Portugal	22,5% - 29,5%
Reino Unido	40%
Singapur	17%
Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Vietnam	32% - 50%

<sup>(1)</sup> Más el impuesto sobre beneficios excepcionales (TPE)

<sup>(2)</sup> Tipo federal y provincial

<sup>(3)</sup> Tipo federal aplicable para el ejercicio 2017 (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. Entre otras novedades, destaca la rebaja del tipo impositivo federal del 35% al 21%. De acuerdo con nuestras mejores estimaciones Repsol considera que la reforma tendrá un impacto neto positivo para la Compañía, al mejorar el valor de sus activos en el país como consecuencia del aumento de los flujos de caja futuros, después de impuestos, que se esperan obtener de los mismos; no obstante, la revaluación al cierre del ejercicio 2017 de los créditos fiscales y activos netos por impuesto diferido conforme al nuevo tipo de gravamen, ha tenido un impacto negativo de 406 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 2017 y 2016 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
Impuesto corriente del ejercicio	(657)	(469)
Ajustes al impuesto corriente <sup>(1)</sup>	33	(43)
<b>Impuesto sobre beneficios corriente (a)</b>	<b>(624)</b>	<b>(512)</b>
Impuesto diferido del ejercicio	180	6
Ajustes al impuesto diferido <sup>(2)</sup>	(776)	115
<b>Impuesto sobre beneficios diferido (b)</b>	<b>(596)</b>	<b>121</b>
<b>(Ingreso)/ Gasto por impuesto sobre beneficios (a+b)</b>	<b>(1.220)</b>	<b>(391)</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde principalmente a regularizaciones de ejercicios anteriores y a movimientos de provisiones.

<sup>(2)</sup> 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	
	2017	2016
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>3.381</b>	<b>1.871</b>
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación - neto de impuestos	904	194
<b>Resultado antes de impuestos y del resultado de entidades valoradas por el método de la participación</b>	<b>2.477</b>	<b>1.677</b>
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España	25%	25%
<b>(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios al tipo nominal</b>	<b>(619)</b>	<b>(419)</b>
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al general español	(258)	(56)
Mecanismos para evitar la doble imposición <sup>(1)</sup>	36	93
Gastos no deducibles	(14)	(50)
Deducciones fiscales <sup>(2)</sup>	140	37
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	(89)	(143)
Revaluación impuestos diferidos <sup>(3)</sup>	(129)	214
Provisiones por riesgos fiscales	(276)	(68)
Otros conceptos	(11)	1
<b>(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios</b>	<b>(1.220)</b>	<b>(391)</b>

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

<sup>(2)</sup> Corresponde principalmente a deducciones en España por capitalización, I+D+i y otras.

<sup>(3)</sup> Incluye la revaluación de impuestos diferidos por modificaciones en tipo de gravamen (-406 millones de euros en 2017 y +17 millones de euros en 2016), tipo de cambio (+23 millones de euros en 2017 y -6 millones de euros en 2016) y nuevas expectativas de aprovechamiento futuro de créditos fiscales, fundamentalmente por pérdidas de ejercicios anteriores (+254 millones de euros en 2017 y +203 millones de euros en 2016).

### 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	
	2017	2016
Por pérdidas, deducciones y similares	3.809	4.801
Diferencias de amortizaciones	(2.585)	(3.631)
Provisiones por desmantelamiento de campos	836	1.072
Provisiones para el personal y otras	416	491
Otros impuestos diferidos	530	634
<b>Total impuesto diferido</b>	<b>3.006</b>	<b>3.367</b>

A continuación se desglosa el movimiento de impuestos diferidos:

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>3.367</b>	<b>3.143</b>
Cargo (abono) cuenta de resultados	(403)	96
Cargo (abono) en patrimonio neto	(1)	(10)
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	43	138
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>3.006</b>	<b>3.367</b>

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

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la construcción de hipótesis para analizar la existencia de suficientes ganancias fiscales que permitan compensar dichas pérdidas fiscales a partir de la metodología establecida para verificar

la existencia de indicios de deterioro en sus activos (ver Nota 3); (ii) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con el plan estratégico del Grupo (iii) el período y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

Los activos fiscales correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 3.809 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de Euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España	1.539	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	1.258	20 años	En su mayoría, en 10 años
Canadá	353	20 años	En menos de 10 años
Noruega	214	Sin límite temporal	En su mayoría, en 10 años
Resto	445	-	-
<b>Total</b>	<b>3.809</b>		

Asimismo, el Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2017 y 2016 que ascienden a 3.550 y 3.821 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 108 y 93 millones de euros al cierre de 2017 y 2016 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
Argelia	2013 – 2017
Australia	2013 – 2017
Bolivia	2012 – 2017
Canadá	2010 – 2017
Colombia	2012 – 2017
Ecuador	2014 – 2017
España	2014 – 2017
Estados Unidos	2014 – 2017
Indonesia	2012 – 2017
Libia	2010 – 2017
Malasia	2013 – 2017
Noruega	2015 – 2017
Países Bajos	2016 – 2017
Papúa Nueva Guinea	2014 – 2017
Perú	2013 – 2017
Portugal	2014 – 2017
Reino Unido	2011 – 2017
Singapur	2013 – 2017
Trinidad y Tobago	2013 – 2017
Venezuela	2011 – 2017

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 (ver Nota 13) 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<sup>1</sup> 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 2017 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 1.415 millones de euros (1.376 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos.

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

#### Bolivia

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

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

La Compañía mantiene otros litigios por los mismos asuntos, considerando que su posición está expresamente refrendada en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

#### Brasil

Petrobras, como operador del bloque BMS 9, en el que Repsol participa en un 25%, recibió un acta de la administración fiscal del Estado de San Pablo en relación con presuntos incumplimientos formales vinculados a movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina. El criterio adoptado por Petrobras está alineado con la práctica generalizada de la industria. El litigio ha sido resuelto de forma favorable para el contribuyente en las primeras instancias judiciales, pero se espera que el Estado de San Pablo reitere su recurso.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BMS 7 y BMS 9 recibió actas por varios impuestos y por los ejercicios 2008 a 2012, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques mencionados. Todas las actas han sido recurridas y se encuentran en vía administrativa (2009-2012) y segunda instancia judicial (2008).

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil (ver Nota 12) recibió notificación de actas por retenciones (ejercicios 2009 y 2011), en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados, utilizados en los bloques BMS 48 y BMC 33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La Compañía ha recibido resolución desfavorable en segunda instancia administrativa federal, pero continúa considerando que su actuación es conforme a Derecho y se ajusta a la práctica generalizada del sector, por lo que ha interpuesto un nuevo recurso en vía administrativa.

En relación a estos dos últimos litigios, se ha aprobado y publicado muy recientemente la Ley 13.586/17, en virtud de la cual existe la posibilidad de reducir la cuantía litigiosa muy sustancialmente, siempre y cuando el contribuyente desistiera de los litigios en curso. La Compañía ha solicitado acogerse a esta nueva regulación solicitando la terminación de los procesos por la estructura contractual de contratación de plataforma en la parte relativa a las retenciones.

---

<sup>1</sup> No obstante, en la combinación de negocios del Grupo en Talisman (ver Nota 1.4), de acuerdo con la NIIF 3 "Combinaciones de negocios" se provisionaron contingencias cuyo riesgo fue calificado como posible.



### Canadá

La Administración fiscal canadiense (“Canada Revenue Agency”, CRA) denegó la aplicación de incentivos fiscales relacionados con los activos de Canaport. La compañía recurrió las actas de inspección (2005-2008). El 27 de enero de 2015 el Tax Court de Canadá dictó sentencia favorable para Repsol. No obstante, dicha sentencia fue recurrida ante el Tribunal Federal de Apelaciones, que en septiembre de 2017 ha dictado sentencia favorable a Repsol. Dicha sentencia no ha sido recurrida, por lo que es firme.

Por otra parte, el CRA efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades de ROGCI (antiguo Grupo Talisman, adquirido por Repsol en 2015) residentes en Canadá. En 2017, se ha concluido en conformidad la comprobación de los ejercicios 2006-2009. Actualmente están siendo objeto de inspección los ejercicios 2010-2015.

### Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha denegado la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta (ejercicio 2003 a 2010), de los pagos de tarifa por transporte de crudo realizados a la entidad ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., en concepto de capacidad garantizada de transporte (“*Ship or Pay*”). La Corte Nacional de Justicia ha desestimado los recursos correspondientes a los ejercicios 2003 a 2005, argumentando cuestiones procesales y sin entrar en el fondo de la cuestión.

El SRI también ha cuestionado, para los ejercicios 2004 a 2010, el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de la producción del Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. La Corte Nacional de Justicia ha desestimado el recurso del ejercicio 2005, argumentando cuestiones procesales y sin entrar en el fondo de la cuestión. Como consecuencia se ha comunicado al Gobierno de Ecuador la posibilidad de interponer una demanda de arbitraje internacional.

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

### España

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

Por otra parte, en relación con la inspección relativa a los ejercicios 2006 a 2009, los principales asuntos discutidos se refieren a precios de transferencia, deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por inversiones, y suponen un cambio del criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. Recientemente, se ha recibido resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) que estima parcialmente el recurso de la Compañía en relación con algunas de las cuestiones del Impuesto sobre Sociedades incluidas en las liquidaciones y en los acuerdos sancionadores de los ejercicios 2007-2009. En relación con las cuestiones que no han sido estimadas por el TEAC, se ha interpuesto recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional. La liquidación correspondiente al ejercicio 2006 y la liquidación que contiene los ajustes de precios de transferencia de los períodos 2007 a 2009 están suspendidas por haberse planteado conflicto ante la Junta Arbitral del Concierto Económico Vasco.

La Compañía entiende que su actuación ha sido conforme a Derecho, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos y otros expertos consultados. Por esos motivos, no se espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo.

En agosto de 2017 la AEAT ha finalizado la inspección fiscal de los ejercicios 2010 a 2013. Las actuaciones han concluido sin la imposición de sanción alguna y, en su mayor parte, mediante actas de conformidad o con acuerdo por el Impuesto sobre Sociedades, IVA, retenciones a cuenta del IRPF y del Impuesto sobre la Renta de no Residentes, de las que no se han derivado pasivos significativos para el Grupo. No obstante, en relación con la deducibilidad de intereses de demora tributarios y el cómputo de pérdidas por actividades empresariales en el extranjero del Impuesto sobre Sociedades, la resolución administrativa ha sido objeto de reclamación, por entender la Compañía que su actuación ha sido ajustada a Derecho.

También en agosto, la AEAT ha iniciado las actuaciones de comprobación del Grupo Fiscal 6/80 respecto a los ejercicios 2014 y 2015.

En relación con la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 27 de febrero de 2014, que declaró contrario al Derecho comunitario el Impuesto sobre la Venta Minorista de Determinados Hidrocarburos (IVMDH) que estuvo vigente desde 2002 hasta 2012, Repsol ha iniciado diversos procedimientos ante las Autoridades fiscales españolas en interés de sus clientes y en defensa de sus derechos para obtener la devolución de los importes indebidamente ingresados por el IVMDH.

#### 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 actualmente pendiente de ratificación por la corte fiscal por el que las filiales de Repsol recibirían la devolución de impuestos inicialmente liquidados por la IRB.

## (24) BENEFICIO POR ACCIÓN

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el que se detalla a continuación:

<b>Beneficio por acción (BPA)</b>	2017	2016
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	2.121	1.736
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(29)	(28)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) <sup>(1)</sup>	1.551	1.538
<b>BPA básico y diluido (euros/acción)</b>	<b>1,35</b>	<b>1,11</b>

<sup>(1)</sup> El capital social registrado en circulación a 31 de diciembre de 2016 ascendía a 1.496.404.851 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del beneficio por acción a dicha fecha incluía el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas "Repsol Dividendo Flexible", de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 6.3).

**(25) FLUJOS DE EFECTIVO<sup>1</sup>****25.1) Flujos de efectivo de las actividades de explotación**

Durante el 2017 el flujo de efectivo neto procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 5.113 millones de euros que representa un incremento del 31% respecto a 2016. La composición del epígrafe “Flujos de efectivo de las actividades de explotación” del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros	
		2017	2016
<b>Resultado antes de impuestos</b>		<b>3.381</b>	<b>1.871</b>
<b>Ajustes de resultado:</b>		<b>1.872</b>	<b>2.547</b>
Amortización del inmovilizado	10 y 11	2.399	2.529
Provisiones operativas netas dotadas	13 y 21	160	1.017
Resultado por enajenación de activos no comerciales	1.4 y 20	(41)	(960)
Resultado financiero	22	312	234
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	12	(904)	(194)
Otros ajustes (netos)		(54)	(79)
<b>Cambios en el capital corriente:</b>		<b>(110)</b>	<b>(517)</b>
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar		(665)	(215)
Incremento/Decremento Inventarios		(332)	(757)
Incremento/Decremento Cuentas a pagar		887	455
<b>Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:</b>		<b>(30)</b>	<b>(11)</b>
Cobros de dividendos		511	920
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(320)	(264)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(221)	(667)
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación</b>		<b>5.113</b>	<b>3.890</b>

**25.2) Flujos de efectivo de las actividades de inversión**

Durante el 2017 el flujo de efectivo neto procedente de las actividades de inversión ha supuesto un pago neto de 2.789 millones de euros.

Los “pagos/cobros por inversiones en empresas del Grupo y asociadas” ascienden a -311 millones de euros y corresponden principalmente a ampliaciones de capital en negocios conjuntos por importe de -309 millones de euros y altas netas en el perímetro de consolidación por importe de -2 millones de euros.

Los “pagos/cobros por inversiones en Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias”, ascienden a -2.222 millones de euros correspondiendo fundamentalmente a inversiones en el segmento *Upstream* en Norteamérica, Asia, Argelia y Perú y en el segmento *Downstream* en refino.

Los “pagos/cobros por Inversiones en otros activos financieros”, ascienden a -307 millones de euros correspondientes a la constitución de depósitos y a la variación de préstamos concedidos a los negocios conjuntos.

<sup>1</sup> De acuerdo a las opciones de presentación incluidas en la NIC 7 *Estado de Flujos de Efectivo*, el Grupo presenta la información relativa a los flujos de efectivo de las operaciones siguiendo el denominado “método indirecto”, según el cual se comienza presentando el “Resultado antes de impuestos” de la cuenta de pérdidas y ganancias del periodo, cifra que se corrige posteriormente por los efectos de las transacciones no monetarias y devengos realizados en el periodo, así como de las partidas de pérdidas o ganancias asociadas con flujos de efectivo de operaciones clasificadas como de inversión o financiación.

### 25.3) Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante el 2017 el flujo de efectivo neto procedente de las actividades de financiación ha supuesto un pago neto de 2.361 millones de euros que representa un incremento del 15% respecto a 2016.

A continuación se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación:

	Millones de euros					Saldo Final <sup>(1)</sup>
	2016	2017			Saldo Inicial <sup>(1)</sup>	
	Saldo Inicial <sup>(1)</sup>	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros		
Deudas con entidades de crédito	2.328	(358)	(160)	-	(207)	1.603
Obligaciones y otros valores negociables	10.760	(1.153)	(167)	-	289	9.729
Derivados (pasivo)	110	(504)	(11)	485	16	96
Otros pasivos financieros <sup>(2)</sup>	3.193	(32)	(384)	-	81	2.858
Pasivos por arrendamiento financiero	1.758	(202)	(197)	-	183	1.542
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	1.130	(332)	-	-	385	1.183
Acciones y participaciones propias	(1)	(293)	-	-	249	(45)
<b>Total pasivos actividades de financiación</b>	<b>19.278</b>	<b>(2.874)</b>	<b>(919)</b>	<b>485</b>	<b>996</b>	<b>16.966</b>
Derivados (activo)	(32)	542	(1)	(527)	-	(18)
Otros cobros/pagos de actividades de financiación <sup>(3)</sup>	n/a	(29)	-	-	-	n/a
<b>Total otros activos y pasivos</b>	<b>(32)</b>	<b>513</b>	<b>(1)</b>	<b>(527)</b>	<b>-</b>	<b>(18)</b>
<b>Total</b>	<b>19.246</b>	<b>(2.361)</b>	<b>(920)</b>	<b>(42)</b>	<b>996</b>	<b>16.948</b>

<sup>(1)</sup> Correspondiente al saldo corriente y no corriente del balance de situación.

<sup>(2)</sup> Incluye los préstamos con empresas del Grupo no eliminados en el proceso de consolidación.

<sup>(3)</sup> Incluye principalmente cobros/pagos de financiación otorgada a corto plazo por importe de -21 millones de euros.

## (26) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

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

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

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

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 de diciembre de 2017 <sup>(1)</sup>
CaixaBank, S.A.	9,6
Sacyr, S.A. <sup>(2)</sup>	8,0
Temasek Holdings (Private) Limited <sup>(3)</sup>	4,1

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2017 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).

<sup>(1)</sup> Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 6.1 Capital social.

<sup>(2)</sup> Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Securities, S.A.U, Sacyr Investments S.A.U. y Sacyr Investments II, S.A.U.

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

- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo Corporativo, que tienen consideración de “*personal directivo*” a efectos de este apartado (ver Nota 27.4).
- c. Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

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

Millones de euros	2017				2016			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos <sup>(1)</sup>	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos <sup>(1)</sup>	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
<b>GASTOS E INGRESOS</b>								
Gastos financieros	7	-	75	82	7	-	56	63
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamientos	1	-	1	2	1	-	2	3
Recepciones de servicios	19	-	138	158	18	-	168	186
Compra de bienes (terminados o en curso) <sup>(2)</sup>	-	-	1.902	1.902	-	-	1.433	1.433
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	-	-	-	-	3	3
Otros gastos	13	-	-	13	23	-	1	24
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>40</b>	<b>-</b>	<b>2.116</b>	<b>2.156</b>	<b>49</b>	<b>-</b>	<b>1.663</b>	<b>1.712</b>
Ingresos financieros	8	-	156	164	1	-	134	135
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamientos	1	-	8	9	1	-	4	5
Dividendos recibidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestaciones de servicios	8	-	1	9	7	-	4	11
Venta de bienes (terminados o en curso) <sup>(3)</sup>	156	-	685	841	125	-	511	636
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	2	2	-	-	233	233
Otros ingresos	0	-	63	64	-	-	68	68
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>173</b>	<b>-</b>	<b>916</b>	<b>1.089</b>	<b>134</b>	<b>-</b>	<b>954</b>	<b>1.088</b>

Millones de euros	2017				2016			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos <sup>(1)</sup>	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos <sup>(1)</sup>	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
<b>OTRAS TRANSACCIONES</b>								
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	105	-	-	105	67	-	2	69
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) <sup>(4)</sup>	-	-	2.846	2.846	-	-	4.057	4.057
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	1	1	-	-	2	2
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	-	-	32	-	124	156
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) <sup>(5)</sup>	289	-	3.807	4.096	454	-	4.229	4.683
Garantías y avales prestados <sup>(6)</sup>	283	-	2.053	2.336	308	-	2.182	2.490
Garantías y avales recibidos	26	-	4	30	45	-	4	49
Compromisos adquiridos <sup>(7)</sup>	160	-	8.926	9.086	235	-	10.394	10.629
Compromisos / garantías cancelados	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos <sup>(8)</sup>	174	-	-	174	266	-	-	266
Otras operaciones <sup>(9)</sup>	1.210	-	39	1.249	1.018	-	-	1.018

<sup>(1)</sup> Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas a 31 de diciembre con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 27 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.

<sup>(2)</sup> A 31 de diciembre la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, principalmente, compras de bienes con Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a Gas Natural Fenosa (GNF), BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY por importe de 822, 811 y 166 millones de euros en 2017, respectivamente y 478, 687 y 184 millones de euros en 2016 (ver Nota 12).

<sup>(3)</sup> Incluye, principalmente, ventas de producto al grupo Gas Natural Fenosa (GNF), Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y Grupo Dynasol por importe en 2017 de 338, 187 y 148 millones de euros y en 2016 de 176, 143 y 69 millones de euros, respectivamente.

<sup>(4)</sup> Incluye préstamos concedidos a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación, así como las líneas de crédito no dispuestas por estas sociedades (ver Nota 7 y 12).

<sup>(5)</sup> A 31 de diciembre la columna "Accionistas significativos" incluye líneas de crédito con la Caixa por el importe máximo concedido, que asciende a 208 y 358 millones de euros en 2017 y 2016. La columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a sus accionistas (ver Nota 6.2 "Pasivos financieros"), así como las líneas de crédito no dispuestas con las sociedades integradas por el método de la participación.

<sup>(6)</sup> En 2017 y 2016 incluye 1.132 y 1.365 millones de euros, respectivamente, correspondientes a 3 garantías emitidas por Repsol, S.A. en relación con los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guará B.V. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2017 y 2016 incluye 590 y 586 millones de euros, respectivamente, correspondientes a las contragarantías otorgadas por el Grupo asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Repsol Sinopec Resources UK Ltd (RSRUK) cubriendo obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte (ver Nota 16).

<sup>(7)</sup> Corresponde a los compromisos de compras vigentes a 31 de diciembre (ver Nota 15).

<sup>(8)</sup> 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 2017 (y en la tabla 2016: enero y julio 2016), en el marco del programa de retribución a los accionistas "Repsol Dividendo Flexible" (ver Nota 6.3). Por el contrario no se incluyen, ni en 2017 ni en 2016 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 2018 y 2017, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 82 millones de euros en 2017 (67 millones de euros en 2016). Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

<sup>(9)</sup> En 2017 y 2016 incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 852 y 678 millones de euros, respectivamente, y operaciones de cobertura de tipo de interés por 67 millones de euros con el grupo la Caixa, ambos periodos.

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

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

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

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

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

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2017 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 7,345 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Consejo de Administración	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)						Total
	Consejo	C. Delegada	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	
Antonio Brufau Niubó	(1)	(1)	-	-	-	-	2.500.000
Gonzalo Gortázar Rotaeché	176.594	176.594	-	-	22.074	-	375.263
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Josu Jon Imaz San Miguel	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
María Teresa Ballester Fornés (2)	117.729	-	58.865	-	-	-	176.594
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	22.074	22.074	-	397.337
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	-	44.148	309.039
Rene Dahan	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Ángel Durández Adeva (3)	176.594	-	88.297	-	14.716	-	279.608
Javier Echenique Landiribar (4)	73.581	-	36.790	-	-	18.395	128.767
Mario Fernández Pelaz (5)	176.594	-	88.297	22.074	22.074	-	309.040
M <sup>a</sup> Isabel Gabarró Miquel (6)	73.581	-	-	9.198	9.198	18.395	110.371
Jordi Gual Solé (7)	-	-	-	-	-	-	-
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	22.074	22.074	44.148	264.891
Antonio Massanell Lavilla (8)	176.594	-	-	22.074	-	44.148	242.816
Mariano Marzo Carpio (9)	117.729	-	-	14.716	-	29.432	161.878
Isabel Torremocha Ferrezuelo (10)	117.729	-	58.865	-	-	-	176.594
Henri Philippe Reichstul (11)	73.581	73.581	-	-	-	-	147.162
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 el ejercicio 2017 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 0,589 millones de euros.

(2) La Sra. Ballester fue designada Consejera y vocal de la Comisión de Auditoría y Control el 19 de mayo de 2017.

(3) El Sr. Durández fue designado vocal de la Comisión de Retribuciones el 19 de mayo de 2017.

(4) El Sr. Echenique renunció a su cargo de Consejero y de Presidente de la Comisión de Auditoría y Control y vocal de la Comisión de Sostenibilidad con fecha 19 de mayo de 2017.

(5) Ver Nota 31.

(6) La Sra. Gabarró renunció a su cargo de Consejera y de Presidente de la Comisión de Sostenibilidad y vocal de las Comisiones de Nombramientos y de Retribuciones con fecha 19 de mayo de 2017.

(7) El Sr. Gual fue designado Consejero y vocal de las Comisiones de Nombramientos y de Sostenibilidad el 20 de diciembre de 2017.

(8) El Sr. Massanell renunció a su cargo de Consejero y de vocal de las Comisiones de Nombramientos y de Sostenibilidad con fecha 20 de diciembre de 2017.

(9) El Sr. Marzo fue designado Consejero y Presidente de la Comisión de Sostenibilidad y vocal de la Comisión de Nombramientos el 19 de mayo de 2017.

(10) La Sra. Torremocha fue designada Consejera y vocal de la Comisión de Auditoría y Control el 19 de mayo de 2017.

(11) El Sr. Reichstul renunció a su cargo de Consejero y de vocal de la Comisión Delegada con fecha 19 de mayo de 2017.

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 2017, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

<i>Millones de euros</i>	Josu Jon Imaz San Miguel	Luis Suárez de Lezo Mantilla
Remuneración monetaria fija	1,200	0,983
Remuneración variable y en especie <sup>(1)</sup>	2,479	1,862

<sup>(1)</sup> 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 cuarto ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 27.1) 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 2017 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 0,420 millones de euros, de acuerdo al siguiente detalle:

<i>Millones de euros</i>	Gas Natural
Josu Jon Imaz San Miguel	0,253
Luis Suárez de Lezo Mantilla	0,167

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

El coste incurrido en el ejercicio 2017 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:

	<i>Millones de euros</i>
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 30 de mayo de 2017 se cumplió el periodo de consolidación del cuarto ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 28.4) i.)). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 1.707 acciones brutas, valoradas a un precio de 14,82 euros por acción. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo Mantilla consolidó derechos a la entrega de un total de 1.126 acciones brutas, valoradas a ese mismo precio.

### 27.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2017, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

### 27.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2017, los Consejeros de Repsol no han realizado con la Sociedad o con sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.



El Consejero Delegado se encuentra adherido a los ciclos 2015-2018, 2016-2019 y 2017-2020 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 28 y el Consejero Secretario General se encuentra adherido a los ciclos 2015-2018 y 2017-2020 de dicho Plan.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2017 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.

#### 27.4) Retribución del personal directivo

##### a) Alcance

A efectos de la información recogida en este apartado, Repsol considera “*personal directivo*” a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo. Durante 2017, un total de 8 personas han formado parte del Comité Ejecutivo Corporativo. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en 2017 por las personas que, en algún momento del citado periodo han sido miembros del Comité Ejecutivo Corporativo del Grupo, durante el tiempo que han ocupado dicha posición. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre “*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 2017, la retribución devengada por el personal directivo que ha formado parte del Comité Ejecutivo Corporativo responde al siguiente detalle:

	<i>Millones de euros</i>
Sueldo	5,049
Dietas	0,318
Remuneración Variable <sup>(1)</sup>	5,478
Remuneraciones en Especie <sup>(2)</sup>	0,463
Plan de previsión de directivos	1,047

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Incluye, entre otras, los derechos consolidados a la entrega de 6.568 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del cuarto ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 14,82 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 97.353 euros. Asimismo incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 28), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez que ha ascendido a 0,238 millones de euros.

##### c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2017, la Sociedad no tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo.

### 27.5) Indemnizaciones al personal directivo

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

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

En 2017, no se ha abonado al personal directivo de la Compañía importe alguno en concepto de indemnización por extinción de contrato y pacto de no concurrencia.

### 27.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2017, los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo se encuentran adheridos a los ciclos 2015-2018, 2016-2019 y 2017-2020 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 28.

### 27.7) Seguro de responsabilidad civil

El Grupo Repsol tiene suscrita una póliza de responsabilidad civil que cubre a los miembros del Consejo de Administración, al personal directivo referido en la nota 27.4.a), al resto de directivos y a aquellas otras personas que ejercen funciones asimiladas a las de los directivos, ascendiendo el importe total de la prima de esta póliza a 1,8 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

## (28) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

### 28.1) Planes de pensiones de aportación definida

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

El coste anual cargado en la cuenta de "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 54 millones de euros en 2017 y 58 millones de euros en 2016.

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 resultados, en los ejercicios 2017 y 2016 ha ascendido a 13,5 y 17,4 millones de euros, respectivamente.

### 28.2) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de resultados del Grupo en 2017 y 2016 ha sido de 2 y 6 millones de euros, respectivamente, y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2017 y 2016 a 70 y 87 millones de euros, respectivamente (ver Nota 13).

### 28.3) 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 2014-2017, 2015-2018, 2016-2019 y 2017-2020. El Programa 2013-2016 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2016 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2017.

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 el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, 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 y 2017-2020. Los Programas 2016-2019 y 2017-2020 incluyen objetivos referenciados a la evolución del valor de la acción de Repsol.

El importe correspondiente al Incentivo a Largo Plazo 2014-2017 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 820.651 euros en metálico y 11.380 acciones de la Sociedad equivalentes a un importe de 162.176 euros y D. Luis Suárez de Lezo Mantilla percibirá 693.919 euros en metálico y 9.623 acciones de la Sociedad equivalentes a un importe de 137.137 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 ha calculado 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 resultados de los ejercicios 2017 y 2016 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 23 y 16 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 57 y 50 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

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

Adicionalmente, para aquellos beneficiarios que tengan la consideración de Alta Dirección, entendiéndose como tales a los Consejeros Ejecutivos y a los restantes miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, para los ciclos aprobados por la Junta General de Accionistas el 19 de mayo de 2017, 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 quinto, sexto y séptimo (2015-2018, 2016-2019 y 2017-2020) 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
Quinto ciclo (2015-2018)	219	170.302	17,41	56.698
Sexto ciclo (2016-2019)	132	160.963	11,38	53.604
Séptimo ciclo (2017-2020)	153	135.047	15,00	44.964

Las acciones adquiridas en el séptimo ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo Corporativo así como el resto de Consejeros Ejecutivos han sido 51.482.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 y 0,4 millones de euros, respectivamente.

Adicionalmente, con fecha 30 de mayo de 2017 se ha cumplido el periodo de consolidación del cuarto ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 160 beneficiarios de este ciclo consolidaron derechos a la entrega de un total de 28.288 acciones (recibiendo un total de 21.576 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF a realizar por la Sociedad). En particular, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo así como el resto de Consejeros Ejecutivos consolidaron derechos a la entrega de 9.400 acciones (una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, recibieron un total de 6.504 acciones).

### ii.) "Planes de Adquisición de Acciones"

Los Planes de Adquisición de Acciones han sido aprobados por las Juntas Generales Ordinarias de accionistas de 15 de abril de 2011 (Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012), de 31 de mayo de 2012 (Plan de Adquisición de Acciones 2013-2015) y de 30 de abril de 2015 (Plan de Adquisición de Acciones 2016-2018).

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

Durante el ejercicio 2017 el Grupo ha adquirido 539.430 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,8 millones de euros para su entrega a los empleados. En el ejercicio 2016 y en el marco de dicho Plan, el Grupo adquirió 725.352 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 8 millones de euros (ver Nota 6).

Los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2017 un total de 5.768 acciones.

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

## (29) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE<sup>1,2,3</sup>

### 29.1) Activos ambientales

Los criterios para la valoración del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con los criterios técnicos del Grupo establecidos en la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol” basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el *American Petroleum Institute* (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación consolidado, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable (Ver Nota 11).

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2017			2016		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	471	(275)	196	444	(264)	180
Gestión del agua	501	(350)	151	507	(353)	154
Calidad de productos	2.009	(1.013)	996	1.945	(946)	999
Suelos y abandonos	148	(69)	79	158	(65)	93
Ahorro y eficiencia energética	442	(175)	267	431	(162)	269
Gestión de residuos	40	(19)	21	42	(20)	22
Contingencias y derrames	68	(11)	57	67	(7)	60
Otros	260	(120)	140	236	(122)	115
	<b>3.939</b>	<b>(2.032)</b>	<b>1.907</b>	<b>3.830</b>	<b>(1.939)</b>	<b>1.891</b>

El coste incluye 305 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2017 y 254 millones de euros a 31 de diciembre de 2016.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2017 destacan las destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, la gestión y optimización del consumo de agua, la minimización de las emisiones a la atmósfera, ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética y la mejora en los sistemas de contingencias y prevención de derrames.

Como inversiones singulares, hay que mencionar la continuación del proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con una inversión de 117 millones de euros en 2017 y la inversión realizada en Malasia de cambio del tipo de tuberías en el trasiego del crudo y condensado de 7,6 millones de euros. Gracias a esta inversión se ha reducido el consumo energético y el riesgo de derrames y se causa menor impacto en el

<sup>1</sup> La información contenida en esta nota no incluye información de los activos ambientales de ROGCI adquiridos con anterioridad a su adquisición (ver Nota 1.4).

<sup>2</sup> Para información adicional de Seguridad y Medio Ambiente, véanse los apartados 6.1, 6.3 y 6.4 del Informe de Gestión consolidado.

<sup>3</sup> En relación al marco regulatorio aplicable vigente en materia de seguridad y medio ambiente, véase el Anexo IV “Marco Regulatorio”.

medio marino. Además cabe destacar la inversión de 8 millones de euros en la refinería de Tarragona y la inversión de 5 millones de euros realizada en el área de Química para reducir las emisiones de NOx a la atmosfera.

Adicionalmente, en 2017 se han invertido 37 millones de euros en proyectos de eficiencia energética, entre los que destacan la inversión en la refinería de Petronor de 5,4 millones de euros para reducir emisiones mediante la sustitución de nuevos compresores en la unidad de craqueo catalítico fluido (FCC), y la inversión en Cartagena de 5,2 millones de euros para reducir el consumo energético en la unidad de destilación atmosférica.

## 29.2) Provisiones ambientales

Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes se presentan en los epígrafes “Provisiones corrientes y no corrientes” del balance de situación consolidado y en la columna “Otras provisiones” del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 13.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2017 y 2016 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>134</b>	<b>59</b>
Dotaciones con cargo a resultados	14	6
Aplicaciones con abono a resultados	(43)	(13)
Cancelación por pago	(4)	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos	(22)	88
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>79</b>	<b>134</b>

Adicionalmente el Grupo tiene registradas provisiones por desmantelamiento de campos (ver Nota 13).

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.

## 29.3) Gastos ambientales

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental. Dichos gastos se registran en los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación” y han ascendido a 162 y 155 millones de euros en 2017 y 2016, respectivamente. Estos gastos incluyen 69 y 72 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas en 2017 y 2016.

Asimismo, en los ejercicios 2017 y 2016 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 31 y 25 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 19 y 18 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 16 y 12 millones de euros, respectivamente, y la remediación de suelos y abandonos por importe de 12 y 9 millones de euros, respectivamente.

## 29.4) Derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en los ejercicios 2017 y 2016 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2017	2016
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b>	<b>72</b>	<b>83</b>
Dotaciones con cargo a resultados <sup>(1)</sup>	69	72
Reclasificaciones y otros movimientos <sup>(2)</sup>	(72)	(83)
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<b>69</b>	<b>72</b>

<sup>(1)</sup> Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

<sup>(2)</sup> Corresponde en 2017 y 2016, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente (ver Nota 10).

Durante los ejercicios 2017 y 2016, las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 8 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 51 y 68 millones de euros, respectivamente (ver Nota 10).

El gasto por la gestión de CO<sub>2</sub>, ha ascendido a 17 millones de euros en 2017 y en 2016.

### (30) OTROS DESGLOSES

#### 30.1) Plantilla<sup>1</sup>

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2017 asciende a 24.226 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (16.353 empleados), Norteamérica (1.393 empleados), Sudamérica (3.696 empleados), Europa, África y Brasil (2.546 empleados), Asia y Rusia (234 empleados) y Oceanía (4 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2017 ha ascendido a 24.675 empleados (26.422 empleados en 2016).

A continuación se desglosa la plantilla<sup>2</sup> total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2017 y 2016:

	2017		2016	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	212	50	229	46
Jefes Técnicos	1.648	685	1.669	641
Técnicos	7.123	4.382	7.511	4.467
Operarios y subalternos	6.613	3.513	6.510	3.462
<b>Total <sup>(1)</sup></b>	<b>15.596</b>	<b>8.630</b>	<b>15.919</b>	<b>8.616</b>

El Grupo Repsol cuenta a 31 diciembre de 2017 con un total de 573 trabajadores con discapacidad (2,37% de la plantilla).

En España en 2017, 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 2,56% de la plantilla, siendo 490 empleados por contratación directa.

#### 30.2) Remuneración a los auditores

Los honorarios aprobados por servicios de auditoría, servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por las sociedades del Grupo Deloitte y sus sociedades controladas así como aquellos realizados por otras firmas auditoras y sus controladas se presentan a continuación:

Millones de euros	Auditor principal <sup>(3)</sup>		Otros auditores <sup>(4)</sup>	
	2017	2016	2017	2016
Honorarios por servicios de auditoría	5,9	5,9	1,8	3,1
Honorarios por servicios profesionales relacionados con la auditoría <sup>(1)</sup>	1,1	1,1	-	0,2
Honorarios otros servicios <sup>(2)</sup>	0,6	0,5	0,8	0,2
<b>Total</b>	<b>7,6</b>	<b>7,5</b>	<b>2,6</b>	<b>3,5</b>

<sup>(1)</sup> Incluye principalmente la revisión del Control Interno del Grupo, la revisión del informe de Responsabilidad social corporativa y servicios relacionados con los procesos de emisión de obligaciones y otros valores negociables.

<sup>(2)</sup> Incluye servicios fiscales, de consultoría y otros.

<sup>(3)</sup> La suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor (Deloitte, S.L.) y su organización.

<sup>(4)</sup> Incluye fundamentalmente los honorarios de EY, S.L. correspondientes a los trabajos de auditoría y otros servicios prestados a Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y sus sociedades dependientes.

<sup>1</sup> Para más información sobre la plantilla y las políticas de gestión de recursos humanos véase el apartado 6.2 de Informe de Gestión consolidado.

<sup>2</sup> 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 PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. como auditor de cuentas de Repsol, S.A. y del Grupo para los ejercicios 2018, 2019 y 2020.

### 30.3) 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 resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2017 y 2016 a 65 y 73 millones de euros, respectivamente. Para más información véase el apartado 6.5 del Informe de Gestión consolidado.

### (31) HECHOS POSTERIORES

- El 17 de enero de 2018 ROGCI ha recomprado un bono de vencimiento en febrero de 2021 y un cupón fijo anual del 3,75% por un total de 251 millones de dólares.
- Repsol Norge AS ha adquirido con fecha 31 de enero de 2018 el 7,7% de Visund (campo operado por Statoil) en la plataforma continental noruega.
- El 20 de febrero de 2018 D. Mario Fernández Pelaz ha presentado la dimisión a su cargo de vocal del Consejo de Administración de Repsol, S.A.
- El 22 de febrero de 2018 Repsol, S.A. ("Repsol") ha alcanzado un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. ("Rioja"), una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta de 200.858.658 acciones de Gas Natural SDG, S.A. ("Gas Natural"), representativas de, aproximadamente, un 20,072% del capital social de Gas Natural (las "Acciones") por un importe total de 3.816.314.502 euros, lo que equivale a un precio de 19 euros por acción. La plusvalía generada para el Grupo Repsol por la transmisión de este paquete asciende aproximadamente a 400 millones de euros.

El cierre de la compraventa de las Acciones está condicionado a que se cumplan las siguientes condiciones:

- i. la obtención en un plazo no superior a seis meses, desde la firma del contrato, de las preceptivas autorizaciones de las autoridades competentes en México, Corea del Sur, Japón y Alemania a la operación de concentración que en dichos mercados supone la transmisión de las Acciones;
- ii. la no oposición, expresa o tácita, del Banco Central de Irlanda en relación con la adquisición indirecta de una participación significativa en la entidad Clover Financial & Treasury Services Ltd. en el mismo plazo no superior de seis meses; y
- iii. la firma por Rioja de un contrato entre accionistas con Criteria Caixa, S.A.U. y GIP III Canary 1 S.à r.l. no más tarde del 22 de marzo, así como el nombramiento, no más tarde de la fecha de cierre de la compraventa, de 3 personas designadas por Rioja como miembros del consejo de administración de Gas Natural, en sustitución de los tres representantes con los que actualmente cuenta Repsol en el Consejo de Administración de Gas Natural.



## ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2017

				Diciembre 2017				
				%		Millones de Euros		
Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. (1)	Part. Control (2)	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social(4)
<b>UPSTREAM</b>								
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos (16)	I.G.	99.00	99.00	0	0
Agri Development, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.(N.C.)	10.00	6.00	656	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
BP Trinidad & Tobago, Llc. (19)	BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100.00	30.00	1	1
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30.00	30.00	1,823	2,603
Cardón IV, S.A.	Repsol Exploración, S.A. (13)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50.00	50.00	(440)	3
CSJC Eurotek - Yugra	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	73.63	73.63	89	0
Dubai Marine Areas, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (16) (17)	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	319	0
FEHI Holding S.ar.l.	TE Holding S.a.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	2,681	186
Foreland Oil Ltd. (10)	Rift Oil, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	51	238
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. (10)	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	44	0
Guará, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25.00	15.00	1,524	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. (5)	Guará, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	100.00	15.00	-	-
Occidental de Colombia LLC	Repsol International Finance, B.V.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25.00	25.00	127	88
Paladin Resources Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	(554)	276
Pan Pacific Petroleum (Vietnam) Pty, Ltd. (5)	Repsol Exploración, S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	6	0
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11.00	11.00	643	517
Petroquirquire, S.A. Emp. Mixta	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	40.00	40.00	(392)	217
Quirquire Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60.00	60.00	8	0
Repsol Alberta Shale Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	986	1,197
Repsol Angola 22, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	(46)	241
Repsol Angola 35, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	(1)	113
Repsol Angola 37, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	2	236
Repsol Angostura, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	(2)	28
Repsol Aruba, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	4	6
Repsol Bulgaria, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	71	85
Repsol Canada Energy Partnership	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	5,548	2,333
Repsol Canadá Inversiones, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	8,228	0
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	38	3
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	584	127
Repsol E&P Canada, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	3	87
Repsol E&P Eurasia, Llc.	Repsol Exploración S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99.99	99.99	(15)	0
Repsol E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	2,533	2,740
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	2,219	1,578
Repsol Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	(287)	5
Repsol Energy North America Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100.00	100.00	(445)	238
Repsol Exploración 17, B.V. (19)	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	0	0
Repsol Exploración Aitoloakarnania, S.A. (5)	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	0	0
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	648	4
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 (16)	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)	25
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	0	12
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	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 (16)	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	155	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	0	3

				Diciembre 2017				
				%		Millones de Euros		
Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. <sup>(1)</sup>	Part. de Control <sup>(2)</sup>	Part.Total Grupo	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(3)</sup>
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. (5)	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	1	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	12	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	98	131
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	8	0
Repsol Exploración Liberia, B.V. (7)	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	4	54
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	23	19
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	268	9
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	162	17
Repsol Exploración Seram, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	(3)	3
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	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 Venezuela, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	381	920
Repsol Exploración, S.A.	Repsol S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	6,263	25
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	0	21
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	(12)	0
Repsol Exploração Brasil, Ltda. (14)	Repsol Exploración, S.A. (15)	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	39	39
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	508	226
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Repsol Exploración S.A.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	53	63
Repsol LNG Holdings, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	8	2
Repsol Louisiana Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	23	86
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	107	0
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Ecuador, S.A.	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	100.00	98.36	6	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	27
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd.	Paladin Resources Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	(26)	133
Repsol Oil & Gas Australasia Pty Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100.00	100.00	14	76
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. (12)	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	1,206	5,005
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	4,040	1,791
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd.	Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	13	10
Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd.	Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	209	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	1	5
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	4	13
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	56	303
Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	300	548
Repsol Oil & Gas Papua Pty Ltd.	Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	286	287
Repsol Oil & Gas USA LLC.	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	1,554	1,687
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	64	0
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	1	0
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Repsol S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60.01	60.01	6,394	6,733
Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	51.00	51.00	0	2,848
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	(5)	1
Repsol USA Holdings Corporation	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	2,878	2,917
Repsol Venezuela Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	14	1
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	351	668
SC Repsol Baiocoi, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	15	40
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	5	11
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	38	46
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	2	6
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	0	0

Diciembre 2017

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. <sup>(1)</sup>	%		Millones de Euros	
					Part. de Control <sup>(2)</sup>	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(3)</sup>
Talisman (Algeria) B.V.	Talisman Middle East, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	155	0
Talisman (Asia) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	(137)	0
Talisman (Block K 39) B.V.	Talisman K. Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	(5)	0
Talisman (Block K 44) B.V.	Talisman K. Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	7	0
Talisman (Block K 9) B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16) (17)	I.G.	100.00	100.00	0	0
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	514	716
Talisman (Corridor) Ltd. (18)	Fortuna International (Barbados), Inc	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	930	39
Talisman (Jambi Merang) Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	62	68
Talisman (Pasangkayu) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	(13)	43
Talisman (Sageri) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	(80)	0
Talisman (Sumatra) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	0	0
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	42	29
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	279	441
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	49	50
Talisman Andaman B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	31	0
Talisman Colombia Holdco Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	3,988	3,947
Talisman Banyumas B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	0	0
Talisman East Jabung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	(15)	0
Talisman Energy DL, Ltd. (20)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (16) (17)	P.E.(N.C.)	100.00	51.00	-	-
Talisman Energy Investments Norge AS	Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos (16) (17)	I.G.	100.00	100.00	0	1
Talisman Energy NS, Ltd. (20)	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (16) (17)	P.E.(N.C.)	100.00	51.00	-	-
Talisman Energy Tangguh B.V.	Talisman Energy (Sahara) B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	0	0
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. (9)	Paladin Resources Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	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 (16)	I.G.	100.00	100.00	31	0
Talisman Sadang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16) (17)	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	79	0
Talisman Sierra Leone B.V.	TE Global Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	0	0
Talisman South Mandar B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	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 (16)	I.G.	100.00	100.00	0	0
Talisman Transgasindo Ltd. (18)	Fortuna International (Barbados), Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	(5)	24
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	47	0
Talisman Vietnam Ltd.	Talisman Oil, Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	10	0
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V.	TV 05-2/10 Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	0	0
Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	190	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	157	43
Talisman Vietnam 135-136 B.V.	TV 135-136 Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	274	0
Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	53	0
Talisman West Bengara B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	0	0
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Tucunaré Empreendimentos e Participação	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(N.C.)	25.00	25.00	-	18
Triad Oil Manitoba Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	I.G.	100.00	100.00	5	0
YPFB Andina, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	48.33	48.33	841	147
YPFB Transierra, S.A.	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	44.50	21.51	163	67
504744 Alberta Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (16)	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	42	252
8441251 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100.00	100.00	13	12
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	1	0

Diciembre 2017

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. (1)	%		Millones de Euros	
					Part. de Control (2)	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social(4)
<b>DOWNSTREAM</b>								
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50.00	50.00	0	0
Air Miles España, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	26.67	25.78	10	0
Arteche y García, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100.00	96.68	0	0
Asfalnor, S.A.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	100.00	85.98	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50.00	49.99	34	9
Benzirep-Vall, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100.00	96.68	0	0
Caiaigeste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	GESPOST	Portugal	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.	50.00	50.00	0	0
Camps Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100.00	96.68	140	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
Cogeneración Gequisa, S.A.	General Química	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39.00	19.50	9	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	95.00	91.85	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. (19)	Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.	100.00	50.00	2	0
Dynasol China, S.A. de C.V. (19)	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.	99.99	49.99	17	5
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	100.00	50.00	89	27
Dynasol Elastómeros, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	100.00	50.00	50	17
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V. (19)	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50.00	50.00	0	0
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50.00	50.00	137	42
Dynasol, Llc.	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	100.00	50.00	0	0
Energy Express S.L.U. (19)	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100.00	92.08	5	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 (16)	I.G.	100.00	96.68	0	0
Gas Natural West África S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	100.00	72.06	0	0
Gastream México, S.A. de C.V. (16)	Repsol S.A.	México	Otras actividades (16) (17)	I.G.	100.00	100.00	0	26
General Química, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.	100.00	50.00	44	6
Gestão e Admin. de Postos de Abastecimento, Unioessoal, Lda. GESPOST	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100.00	100.00	4	0
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(N.C.)	50.00	48.34	54	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	206	180
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	50.00	50.00	4	12
Industrias Negromex, S.A. de C.V. (19)	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. (19)	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Suministro de personal permanente	P.E.	99.99	49.99	17	6
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd.	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.	50.00	24.99	61	96
Insa, Llc. (19)	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos NBR de caucho	P.E.	100.00	50.00	7	10
Klikin Deals Spain, S.L. (5)	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos	España	Comercialización, plataforma para la gestión de clientes y campañas de marketing	P.E.	70.00	67.68	-	-
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd. (19)	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.	50.00	25.00	61	96
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.	Dynasol Gestión, S.L.	China	Comercialización de productos de caucho	P.E.	50.00	25.00	-	-
OGCI Climate Investments, Llp. (5)	Repsol Energy Ventures S.A.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	14.29	14.29	16	19
Petróleos del Norte, S.A.	Repsol S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo.	I.G.	85.98	85.98	1,112	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	18	17
Principle Power (Europe), Ltd. (19)	Principle Power, Inc.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100.00	24.22	15	0
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda. (19)	Principle Power, Inc.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100.00	24.22	15	0
Principle Power, Inc.	Repsol Energy Ventures S.A.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas	P.E.	24.22	24.22	17	35
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	82.39	82.39	416	444
Repsol Butano, S.A.	Repsol S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100.00	100.00	1,207	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100.00	100.00	4	5
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Repsol Química, S.A.	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100.00	100.00	2	0
Repsol Chile, S.A.	Repsol S.A.	Chile	Sociedad de cartera (16)	I.G.	100.00	100.00	2	2
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	82	70
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100.00	100.00	0	0
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100.00	96.68	3	0

Diciembre 2017

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. <sup>(1)</sup>	%		Millones de Euros		
					Part. de Control <sup>(2)</sup>	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(3)</sup>	
Repsol Downstream México, S.A. de C.V (5)	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	México	Fabricación, adquisición, importación, exportación. intermediación y comercialización	I.G.	100.00	99.97	0	0	
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100.00	100.00	8	0	
Repsol Energy Canada, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100.00	100.00	(1,379)	692	
Repsol Energy Ventures, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100.00	100.00	17	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	34	1	
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Repsol Exploración S.A. (11)	Bolivia	Comercialización de GLP (16)	I.G.	100.00	100.00	0	0	
Repsol Italia, SpA	Repsol S.A.	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100.00	100.00	35	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	72	5	
Repsol Lubricantes e Especialidades Brasil Participacoes. Ltda.	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100.00	100.00	1	2	
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100.00	100.00	12	3	
Repsol Maroc, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Marruecos	Comercialización de GLP (16)	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	90	1	
Repsol Perú, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	209	159	
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol S.A.	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99.97	99.97	4,085	218	
Repsol Polímeros, S.A.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100.00	100.00	296	60	
Repsol Portuguesa, S.A.	Repsol S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100.00	100.00	209	59	
Repsol Química, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100.00	100.00	1,403	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	2	3	
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100.00	100.00	(28)	0	
Repsol Trading USA Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100.00	100.00	(83)	0	
Repsol Trading, S.A.	Repsol S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100.00	100.00	462	0	
Rocsole, Ltd.	Repsol Energy Ventures S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	13.16	13.16	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	25	4	
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Repsol Perú B.V.	Perú	Otras actividades (16)	I.G.	100.00	100.00	0	0	
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25.00	25.00	0	0	
Sociedade Açoreana de Armazenagem de Gas, S.A.	Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25.07	25.07	4	1	
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94.94	91.89	(5)	6	
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100.00	100.00	0	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	42	7	
Sorbwater Technology, A.S. (5)	Repsol Energy Ventures S.A.	Noruega	Gestión de agua y tecnología de tratamiento de agua en e&P.	I.G.	100.00	100.00	2	9	
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100.00	100.00	2	0	
Terminales Canarias, 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	
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Repsol S.A.	Portugal	Arrendamiento de activos logísticos en Portueal	I.G.	100.00	100.00	2	1	
Windplus, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Portugal	Desarrollo de tecnología para generación eólica	P.E.	20.60	19.70	2	1	
<b>CORPORACIÓN</b>									
Albatros, S.à.r.L.	Repsol S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	218	0	
AR Oil & Gaz, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	49.00	49.00	471	0	
Carbón Black Española, S.A.	Repsol S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	78	0	
Edwards Gas Services LLC	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	50.00	50.00	148	71	
Fortuna International (Barbados) Inc. (18)	Talisman International (Luxembourg), S.a.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	103	64	
Fortuna International Petroleum Corporation	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	625	536	
Gas Natural SDG, S.A. (6)	Repsol S.A.	España	Generación de electricidad y eólica y comraventa de gas	P.E.	20.07	20.07	18,305	1,001	
Gaviota RE, S.A. (8)	Albatros, S.a.r.l.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100.00	100.00	271	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	(17)	84	
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	429	3	
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol S.A.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	100.00	100.00	453	222	
Repsol Energy Resources Canada, Inc.	Repsol Canadá Inversiones, S.A.	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	8,135	9,498	
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100.00	100.00	13	0	

Diciembre 2017

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. <sup>(1)</sup>	Millones de Euros			
					Part. de Control <sup>(2)</sup>	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto <sup>(3)</sup>	Capital Social <sup>(3)</sup>
Repsol International Finance, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100.00	100.00	1,103	297
Repsol Netherlands Finance, BV	Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera	I.G.	100.00	100.00	159	0
Repsol Oil & Gas RTS Sdn.Bhd.	TE Holding S.a.r.l.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100.00	100.00	(4)	13
Repsol Oil & Gas SEA Pte. Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100.00	100.00	6	5
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100.00	100.00	33	37
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	100.00	60.01	4,728	4,337
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100.00	100.00	817	0
Rift Oil Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	133	139
Talisman Finance (UK) Ltd.	TEGSI (UK), Ltd.	Reino Unido	Financiera (16) (17)	I.G.	100.00	100.00	0	2
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	1,366	64
Talisman International Holdings B.V.	TE Holding S.a.r.l.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	193	814
Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (16)	I.G.	100.00	100.00	1	1
TE Finance S.ar.l.	TE Holding, S.a.r.l.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100.00	100.00	1,980	0
TE Holding S.ar.l.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100.00	100.00	2,406	1,876
TEGSI (UK) Ltd.	TE Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de servicios compartidos (16)	I.G.	100.00	100.00	3	5
TV 05-2/10 Holding B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100.00	100.00	0	0

<sup>(1)</sup> Método de consolidación:

I.G.: Integración global

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

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

<sup>(3)</sup> 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).

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

<sup>(5)</sup> Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2017 (ver Anexo Ib).

<sup>(6)</sup> Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad ([www.portal.gasnatural.com](http://www.portal.gasnatural.com))

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

<sup>(8)</sup> Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Oil Insurance, Ltd (5,86%), domiciliadas en Bermudas.

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

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

<sup>(11)</sup> La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Butano, S.A.

<sup>(12)</sup> Esta sociedad es la matriz de Repsol Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.

<sup>(13)</sup> La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Venezuela Gas, S.A.

<sup>(14)</sup> Esta sociedad antes se denominaba Tucunare Empreendimentos e Participações, Ltda.

<sup>(15)</sup> La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Perú, B.V.

<sup>(16)</sup> Sociedad sin actividad.

<sup>(17)</sup> Sociedad en proceso de liquidación.

<sup>(18)</sup> Estas sociedades, constituidas legalmente en Barbados, están domiciliadas fiscalmente en Países Bajos.

<sup>(19)</sup> Los datos de Capital Social y Patrimonio Neto corresponden al 2016.

## 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:

	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación (1)	31.12.2017	
						% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la adquisición (2)
Repsol Exploración Aitolakarnania, 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-Khadryrkhinskoye	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%
Kliikin 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	Método de consolidación (1)	31.12.2017		Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros) (2)
						% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	
Talisman North Jabung, Ltd.	Canadá	Talisman (Asia), Ltd.	Absorción	enero-17	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman (Ogan Komerling) 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%	-
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 Corp	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-Khadryrkhinskoye	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 Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016

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

31.12.16								
Nombre	País	Sociedad Matriz <sup>(4)</sup>	Concepto	Fecha	Método de Consolidación <sup>(1)</sup>	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales con posterioridad a la adquisición <sup>(2)</sup>	
Repsol UK, Ltd.	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	enero-16	I.G.	100.0%	100.0%	
Rocsole, Ltd.	Finlandia	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	enero-16	P.E.	15.63%	15.63%	
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Aumento part.	enero-16	I.G.	49.00%	100.00%	
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Colombia	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Constitución	abril-16	I.G.	100.00%	100.00%	
Vung May 156-159 Vietnam B.V. <sup>(3)</sup>	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	junio-16	I.G.	100.00%	100.00%	
Petronor Innovación, S.L.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Constitución	octubre-16	I.G.	100.00%	100.00%	
Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Constitución	diciembre-16	I.G.	100.00%	100.00%	

<sup>(1)</sup> Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia.

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

<sup>(3)</sup> Sociedad incorporada al perímetro de consolidación durante el ejercicio. Anteriormente inactiva.

Cambios de domicilio legal y fiscal:

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

<sup>(1)</sup> Esta sociedad modificó su domicilio fiscal, si bien su residencia legal permanecía en Reino Unido.

<sup>(2)</sup> Anteriormente denominada Talisman International (Barbados), Inc

<sup>(3)</sup> Anteriormente denominada Talisman Energy USA, Inc

<sup>(4)</sup> Anteriormente denominada Fortuna Energy Holdings, Inc

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



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

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.16			Beneficio/ (Pérdida) generado (Millones de euros) <sup>(1)</sup>
					% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales con posterioridad a la enajenación		
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Repsol Moray Firth, Ltd.	Enajenación	enero-16	33.36%	0.00%	7	
Alsugas Gaviota, S.L.	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.L.	Liquidación	marzo-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman Energy Norge AS	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Liquidación	marzo-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty, Ltd.	Australia	Paladin Resources Limited	Enajenación	abril-16	100.00%	0.00%	(9)	
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Beatrice Wind, Ltd.	Enajenación	mayo-16	25.00%	0.00%	Nota (2)	
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Enajenación	mayo-16	100.00%	0.00%	Nota (2)	
Beatrice Wind, Ltd <sup>(3)</sup>	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Enajenación	mayo-16	100.00%	0.00%	Nota (2)	
Wind Farm Energy U.K., Ltd <sup>(4)</sup>	Reino Unido	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	mayo-16	100.00%	0.00%	Nota (2)	
Talisman (Jambi) Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	mayo-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman Indonesia Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	mayo-16	100.00%	0.00%	-	
TE Resources S.a.r.l.	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Liquidación	mayo-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman International Business Corporation	Barbados	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	junio-16	100.00%	0.00%	-	
TLM Finance Corp	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Absorción	junio-16	100.00%	0.00%	-	
New Santiago Pipelines AG <sup>(5)</sup>	Suiza	Talisman Ocenasa Pipelines Holdings AG	Absorción	junio-16	100.00%	0.00%	-	
Santiago Pipelines AG <sup>(5)</sup>	Suiza	Talisman Ocenasa Pipelines Holdings AG	Absorción	junio-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman Santiago AG <sup>(5)</sup>	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Absorción	junio-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman SO AG <sup>(5)</sup>	Suiza	Santiago Pipelines AG	Absorción	junio-16	100.00%	0.00%	-	
TE Colombia Holding S.a.r.l	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Liquidación	junio-16	100.00%	0.00%	-	
Repsol Exploración Gorontalo B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100.00%	0.00%	-	
Repsol Exploración Numfor B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100.00%	0.00%	-	
Repsol LNG Offshore B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100.00%	0.00%	1	
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	junio-16	99.85%	0.00%	Nota (6)	
Repsol Gas de la Amazonía, S.A.C.	Perú	Repsol Gas del Perú, S.A.	Enajenación	junio-16	100.00%	0.00%	Nota (6)	
Via Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	julio-16	100.00%	0.00%	-	
Fusi GP, Uc. <sup>(7)(8)</sup>	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA Uc.	Absorción	julio-16	100.00%	0.00%	-	
Fortuna (US) LP.	Estados Unidos	Fusi GP, Uc.	Liquidación	julio-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman Energy Services, Uc. <sup>(7)(9)</sup>	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA Uc.	Absorción	julio-16	100.00%	0.00%	-	
TE Global Services, Uc. <sup>(7)(10)</sup>	Estados Unidos	Talisman Energy Services, Uc.	Absorción	julio-16	100.00%	0.00%	-	
TE NOK, S.a.r.l. <sup>(11)</sup>	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Absorción	julio-16	100.00%	0.00%	-	
Talisman UK Investments, Ltd.	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Liquidación	agosto-16	100.00%	0.00%	-	
Papua Petroleum (PNG), Ltd.	Papúa Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Liquidación	agosto-16	100.00%	0.00%	-	
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	octubre-16	100.00%	0.00%	Nota (12)	
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	octubre-16	100.00%	0.00%	Nota (12)	
Talisman Wiragar Overseas, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh, B.V.	Enajenación	diciembre-16	100.00%	0.00%	21	
Repsol Capital, S.L. <sup>(13)</sup>	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.L.	Absorción	diciembre-16	100.00%	0.00%	-	
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L. <sup>(13)</sup>	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.L.	Absorción	diciembre-16	100.00%	0.00%	-	
Repsol E&P T&T, Ltd	Trinidad & Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	diciembre-16	100.00%	0.00%	17	
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	diciembre-16	50.00%	0.00%	-	
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-16	0.58%	24.79%	-	
Red Sea Oil Corporation	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	diciembre-16	100.00%	0.00%	-	
TE Global Holding, S.a.r.l.	Luxemburgo	Talisman Holding International, S.a.r.l.	Liquidación	diciembre-16	100.00%	0.00%	-	
Gas Natural Fenosa SDG, S.A.	España	Repsol, S.A.	Disminución part	diciembre-16	10.08%	20.07%	233	

<sup>(1)</sup> Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.

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

<sup>(3)</sup> Anteriormente denominada Repsol Beatrice, Ltd.

<sup>(4)</sup> Anteriormente denominada Repsol Nuevas Energías UK, Ltd.

<sup>(5)</sup> Sociedades absorbidas por Talisman Ocenasa Pipelines Holdings AG.

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

<sup>(7)</sup> Sociedades absorbidas por Talisman Energy USA Inc.

<sup>(8)</sup> Anteriormente denominada Fusi GP, Inc.

<sup>(9)</sup> Anteriormente denominada Talisman Energy Services, Inc.

<sup>(10)</sup> Anteriormente denominada TE Global Services, Inc.

<sup>(11)</sup> Sociedad absorbida por TE Capital, S.a.r.l.

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

<sup>(13)</sup> Sociedad absorbida por Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.

**ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

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)<sup>1</sup>:

Nombre	Participación % <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>UPSTREAM</b>			
<b>Angola</b>			
Bloque 22	50,00%	Repsol	Exploración
<b>Argelia</b>			
Boughezoul (104b, 117, 133c, 135b y 137b)	51,00%	Repsol	Exploración
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 Tabenkor (TFT)	30,00%	Groupement TFT	Desarrollo/Producción
<b>Aruba</b>			
Aruba	50,00%	Repsol	Exploración
<b>Australia</b>			
Kitan	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
<b>Bolivia <sup>(2)</sup></b>			
Amboro - Espejos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Arroyo Negro	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carahuaicho 8B	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8C	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	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 (Grigota)	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Margarita (Caipipendi)	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Monteagudo	39,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Oriental	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patujú	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Sabalo	24,17%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Alberto (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
<b>Brasil</b>			
Albacora Leste	6,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-C-33 (C-M-539)	21,00%	Statoil	Exploración
BM-ES-21 (ES-M-414)	6,66%	Petrobras	Exploración
BM-S-50 (S-M-623)	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51 (S-M-619)	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9A (SPS-50)- Lapa (Carioca)	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
BM-S-9 (SPS-55)- Sapinhoá (Guará)	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
<b>Bulgaria</b>			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración

<sup>(1)</sup> 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 % <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Canadá <sup>(3)</sup></b>			
Chauvin Alberta	63,10%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	92,54%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	79,23%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- No Montney Rights	35,19%	Repsol	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	55,86%	Repsol	Exploración <sup>(4)</sup>
Misc. British Columbia	67,03%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	74,51%	Repsol	Exploración
North Duvernay	87,88%	Repsol	Desarrollo/Producción
Quebec	80,00%	Repsol	Exploración
Total Frontier	2,47%	Repsol	Exploración
Wild River	49,22%	Repsol	Desarrollo/Producción
<b>Colombia <sup>(5)</sup></b>			
Caguan 5	50,00%	Meta Petroleun Corp.	Exploración
Caguan 6	40,00%	Meta Petroleun Corp.	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Chipirón	8,75%	Oxycol	Desarrollo/Producción
COL-4	33,40%	Repsol	Exploración
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol	Exploración/Producción
Cravo Norte	5,63%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Gua Off 1	30,00%	Repsol	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Equion	Exploración
Niscota	30,00%	Equion	Exploración
Piedemonte	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
RC-11	50,00%	Repsol	Exploración
RC-12	50,00%	Repsol	Exploración
Rio Chitamera	15,19%	Equion	Desarrollo/Producción
Rondon	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Tayrona	20,00%	Petrobras	Exploración
<b>Ecuador</b>			
Block 16 (extensión Wati)	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
Tivacuno	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
<b>España</b>			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bezana	44,45%	Petroleum Oil & Gas Spain	Exploración <sup>(4)</sup>
Bigüenzo	44,45%	Petroleum Oil & Gas Spain	Exploración <sup>(4)</sup>
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
<b>Estados Unidos <sup>(3)</sup></b>			
<b>Alaska</b>			
North Slope (113 bloques)	49,00%	Armstrong	Exploración
North Slope (2 bloques)	49,00%	Armstrong	Desarrollo/Producción
North Slope (227 bloques)	25,00%	Armstrong	Exploración
<b>Eagle Ford</b>	35,41%	Statoil	Desarrollo/Producción
<b>Golfo de México</b>			
Alaminos Canyon (4 bloques)	10,00%	Statoil	Exploración
Atwater Valley (3 bloques)	50,00%	Repsol	Exploración
Garden Banks (4 bloques)	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon (6 bloques)	20,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon (5 bloques)	20,00%	BHP	Exploración
Green Canyon (6 bloques)	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Green Canyon (2 bloques)	33,34%	Repsol	Exploración
Green Canyon (1 bloque)	34,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon (1 bloque)	40,00%	Murphy	Exploración
Keathley Canyon (3 bloques)	10,00%	Statoil	Exploración
Keathley Canyon (6 bloques)	22,50%	Llog	Desarrollo/Producción
Keathley Canyon (4 bloques)	60,00%	Repsol	Exploración
Walker Ridge (5 bloques)	60,00%	Repsol	Exploración
Walker Ridge (3 bloques)	30,00%	Llog	Exploración
<b>Marcellus</b>	83,96%	Repsol	Desarrollo/Producción

<b>Marcellus <sup>(4)</sup></b>	99,73%	Repsol	Exploración
<b>Midcontinent</b>	7,24%	SandRidge	Desarrollo/Producción
<b>Gabón</b>			
Luna Muetse (G4-246 )	48,00%	Repsol	Exploración
<b>Grecia</b>			
Aitoloakarmania	60,00%	Repsol	Exploración
Ioannina	60,00%	Repsol	Exploración
<b>Guyana</b>			
Kanuku	70,00%	Repsol	Exploración
<b>Indonesia</b>			
Corridor PSC	36,00%	Conoco	Desarrollo/Producción
East Jabung	51,00%	Repsol	Exploración
Jambi Merang	25,00%	JOB Jambi Merang	Desarrollo/Producción
Sakakemang	90,00%	Repsol	Exploración
<b>Irlanda</b>			
Dunquin FEL	33,56%	ENI	Exploración
<b>Libia</b>			
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
<b>Malasia</b>			
Angsi South Channel (Unit.)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM03 CAA	41,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM305	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM314	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
SB1 Kinabalu	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
SB309	70,00%	Repsol	Exploración
Block 46-CN	33,15%	Repsol	Desarrollo/Producción
<b>Marruecos</b>			
Gharb Offshore Sud	75,00%	Repsol	Exploración
<b>México</b>			
Bloque 11	60,00%	Repsol	Exploración
<b>Noruega</b>			
Licencia 019B (Gyda)	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 019B (Tambar East Unit)	9,76%	Aker BP	Desarrollo/Producción
Licencia 025 (Gudrun)	15,00%	Statoil	Desarrollo/Producción
Licencia 038 (Varg)	65,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 038C (Rev)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 052 (Veslefikk)	27,00%	Statoil	Desarrollo/Producción
Licencia 053B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 D (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 185 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 187 (Gudrun)	15,00%	Statoil	Exploración
Licencia 316 (Yme)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 316B (Yme)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 528 (6707/8, 6707/9, 6707/11)	6,00%	Centrica R. Norge	Desarrollo/Producción
Licencia 528 B	6,00%	Centrica R. Norge	Desarrollo/Producción
Licencia 705 (6705/7, 6705/8, 6705/9, 6705/10)	40,00%	Repsol	Exploración
Licencia 801 (6605/2,3 og, 6608/1,2 og y 6706/10)	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 840	20,00%	Statoil	Exploración
Licencia 847	20,00%	Wintershall	Exploración
PL 847B	20,00%	Wintershall	Exploration
PL 897	30,00%	Statoil	Exploration
<b>Papúa Nueva Guinea</b>			
PDL 10	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PPL 261	50,00%	Repsol	Exploración
PPL 287	50,00%	Repsol	Exploración
PPL 426	66,60%	Repsol	Exploración
PRL 8	22,29%	Oil Search	Exploración
PRL 21	35,10%	Horizon Oil	Desarrollo/Producción
PRL 28	37,50%	Eaglewood	Desarrollo/Producción
PRL 38	25,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PRL 40	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Perú</b>			
Bloque 56	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Bloque 57	53,84%	Repsol	Exploración / Producción
Bloque 88	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
<b>Región del Kurdistan iraquí</b>			
Kurdamir	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Tophkana	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
<b>Reino Unido <sup>(6)</sup></b>			
P019 (22/17n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P020 (22/18n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_E)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_W)	51,00%	RSRUK	Exploración
P079 (30/13a)	31,88%	RSRUK	Exploración
P101 (13/24a)	34,53%	RSRUK	Exploración
P111 (30/3a Upper)	15,55%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Blane Field)	30,75%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P116 (30/16n)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)	30,60%	RSRUK	Exploración
P185 (30/11b)_Developm.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P185 (30/12b)	30,60%	RSRUK	Exploración
P187 (11/30a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1031 (11/25a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1031 (12/21a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P219 (16/13a)	16,07%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P219 (16/13e)	16,07%	RSRUK	Exploración
P220 (15/17n-F2- Saltire)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n-Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P225 (16/27a - Contract Area 3)	13,50%	JX Nippon	Exploración
P225 (16/27a- Contract Area 3 Andrew Field Area)	5,03%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
P237 (15/16a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P240 (16/22a- non Arundel Area)	18,86%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P241 (21/1a)_Developm.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P241 (21/1a Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Exploración
P241 (21/1a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P241 (21/1c)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P241/P244 (21/1c/21/2a- Cretaceous Area West)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P244 (21/2a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n - Residual -Claymore)_Develop.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n - Residual -Claymore)	51,00%	RSRUK	Exploración
P249 (14/19n_F1- Claymore)	47,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F2- Scapa/Claymore)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (14/19a)_Developm.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s- Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (14/19s- Rest of Block)_Develop	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s- F1)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (15/17a-Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
P250 (15/17s-F1- Chanter / Saltire / Lona)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (15/17s-Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	Maersk	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Cawdor Sub Area)	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Cawdor Sub Area)_Develop.	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
P255 (30/19a Affleck)	17,00%	Maersk	Desarrollo/Producción
P256 (30/16s)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P266 (30/17b)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/17s)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/22a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/23a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P292 (22/18a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P294 (20/05a_F1)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P294 (20/05a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P295 (30/16t)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)	33,02%	RSRUK	Exploración
P297 (13/28a)_Devel.	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
P307 (13/29a)_Devel.	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)	36,55%	RSRUK	Exploración
P324 (14/20b-Claymore Extension)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b)	25,50%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b-f1+f2)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/16b)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/16c)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/23a)	34,38%	RSRUK	Exploración
P324 (15/23a)_Developm.	34,38%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*-Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wych Farm UOA)	2,53%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/07a)	2,55%	Perenco	Exploración
P585 (15/12b)	20,40%	EnQuest Heather	Exploración
P593 (20/05c)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P593 (20/05e)	51,00%	RSRUK	Exploración
P729 (13/29b - Ross Unitised Field UUAO interests)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext Non Skate (retained area))	40,80%	RSRUK	Exploración
P729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	40,80%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b- Rest of Block)	35,28%	RSRUK	Exploración
P810 (13/24b-Rest of Block)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b Blake Area)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P983 (13/23b)	25,50%	RSRUK	Exploración
PL089 (SZ/8, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Exploración
PL089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
<b>Rumanía</b>			
Baicoi	49,00%	OMV	Exploración
Pitesti	49,00%	OMV	Exploración
Targoviste	49,00%	OMV	Exploración
Targu Jiu	49,00%	OMV	Exploración
<b>Rusia <sup>(7)</sup></b>			
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	73,63%	Eurotek Yugra	Exploration
Karabashkiy - 79	73,63%	Eurotek Yugra	Exploration
Karabashsky-1	73,63%	Eurotek Yugra	Exploration
Karabashsky-2	73,63%	Eurotek Yugra	Exploration
Karabashsky-3	73,63%	Eurotek Yugra	Exploration
Karabashsky-9	73,63%	Eurotek Yugra	Exploration
Kileyskiy	73,63%	Eurotek Yugra	Exploration
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
<b>Trinidad y Tobago</b>			
5B Manakin	30,00%	BPTT	Desarrollo/Producción
East Block	30,00%	BPTT	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. (IBIS)	10,50%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BPTT	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % <sup>(1)</sup>	Operador	Actividad
<b>Venezuela <sup>(8)</sup></b>			
Barua Motatan	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
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
<b>Vietnam</b>			
Bloque 07/03 (CRD)	51,75%	Repsol	Exploración
Bloque 15-2/01	60,00%	Thang Long JOC	Desarrollo/Producción
Bloque 16-1 (TGT- Unitization)	0,67%	Hoang Long	Desarrollo/Producción
Bloque 133 y 134	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 135 y 136	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 146 y 147	80,00%	Repsol	Exploración
<b>DOWNSTREAM</b>			
<b>Canadá</b>			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol	Regasificación GNL
<b>España</b>			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	SK Lubricants	Lubricantes y Especialidades

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

<sup>(2)</sup> Repsol dispone de una participación en YPFB Andina, S.A. que, a 31 de diciembre de 2017, asciende al 48,33% (ver Anexo I).

<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> Actividad exploratoria de recursos no convencionales.

<sup>(5)</sup> Repsol dispone de participaciones en Equion Energía, Ltd. (Equion) y Occidental de Colombia, Llc. (OXYCOL) que, a 31 de diciembre de 2017, ascienden al 49% y 25%, respectivamente (ver Anexo I).

<sup>(6)</sup> Repsol dispone de una participación en Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. (RSRUK) que a 31 de diciembre de 2017 asciende al 51% (ver Anexo I).

<sup>(7)</sup> Repsol dispone de una participación en AR Oil&Gaz, B.V. (AROG) que a 31 de diciembre de 2017 asciende al 49% (ver Anexo I).

<sup>(8)</sup> Repsol dispone de participaciones en Petroquiriquire, S.A., Cardon IV, S.A. y Petrocarabobo, S.A. que, a 31 de diciembre de 2017, ascienden al 40%, 50% y 11%, respectivamente (ver Anexo I).

ANEXO III: INFORMACIÓN POR SEGMENTOS Y CONCILIACIÓN CON ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE<sup>1</sup>

## Magnitudes de la Cuenta de Resultados

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

	Millones de euros											
	AJUSTES											
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados Específicos		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
<i>Resultados</i>	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Resultado de explotación	3.214	2.067	(610)	98	42	(448)	143	194	(425)	(156)	2.789	1.911
Resultado financiero	(356)	(315)	126	(68)	(82)	149	-	-	44	81	(312)	(234)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	323	371	580	(177)	-	-	-	-	581	(177)	904	194
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>3.181</b>	<b>2.123</b>	<b>96</b>	<b>(147)</b>	<b>(39)</b>	<b>(299)</b>	<b>143</b>	<b>194</b>	<b>200</b>	<b>(252)</b>	<b>3.381</b>	<b>1.871</b>
Impuesto sobre beneficios	(738)	(164)	(96)	147	(350)	(323)	(36)	(51)	(482)	(227)	(1.220)	(391)
<b>Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas</b>	<b>2.443</b>	<b>1.959</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(389)</b>	<b>(622)</b>	<b>107</b>	<b>143</b>	<b>(282)</b>	<b>(479)</b>	<b>2.161</b>	<b>1.480</b>
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(38)	(37)	-	-	1	4	(3)	(10)	(2)	(6)	(40)	(43)
<b>Rdo neto procedente de op. continuadas</b>	<b>2.405</b>	<b>1.922</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(388)</b>	<b>(618)</b>	<b>104</b>	<b>133</b>	<b>(284)</b>	<b>(485)</b>	<b>2.121</b>	<b>1.437</b>
Rdo de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	299	-	-	-	299	-	299
<b>RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>	<b>2.405</b>	<b>1.922</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(388)</b>	<b>(319)</b>	<b>104</b>	<b>133</b>	<b>(284)</b>	<b>(186)</b>	<b>2.121</b>	<b>1.736</b>

	Millones de euros											
	Importe neto cifra de negocios <sup>(2)</sup>		Resultados de las operaciones		Dotación a la amortización del inmovilizado <sup>(3)</sup>		Ingresos / (gastos) por deterioros		Rdo. entidades valoradas por método participación		Impuesto sobre beneficios	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<i>Segmentos</i>												
Upstream	6.333	4.963	1.009	(87)	(2.379)	(2.393)	(743)	(352)	32	(8)	(735)	12
Downstream	39.240	32.244	2.467	2.467	(739)	(716)	(3)	(233)	20	18	(677)	(545)
Corporación	(1.635)	(820)	(262)	(313)	(62)	(64)	(80)	-	271	361	290	(5)
<b>MAGNITUDES AJUSTADAS<sup>(1)</sup></b>	<b>43.938</b>	<b>36.387</b>	<b>3.214</b>	<b>2.067</b>	<b>(3.180)</b>	<b>(3.173)</b>	<b>(826)</b>	<b>(585)</b>	<b>323</b>	<b>371</b>	<b>(1.122)</b>	<b>(538)</b>
<b>Ajustes:</b>												
Upstream	(2.240)	(1.668)	(482)	(563)	777	640	643	296	576	(182)	(100)	144
Downstream	(29)	(29)	122	487	3	4	4	7	6	7	2	3
Corporación	-	(1)	(65)	(80)	1	-	80	-	(1)	(2)	-	-
<b>MAGNITUDES NIIF-UE</b>	<b>41.669</b>	<b>34.689</b>	<b>2.789</b>	<b>1.911</b>	<b>(2.399)</b>	<b>(2.529)</b>	<b>(99)</b>	<b>(282)</b>	<b>904</b>	<b>194</b>	<b>(1.220)</b>	<b>(391)</b>

<sup>(1)</sup> Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 4.

<sup>(2)</sup> Incluye el importe neto de la cifra de negocios corresponde a la suma de los epígrafes de "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos". Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

	Millones de euros					
	Clientes		Intersegmento		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<i>Segmentos</i>						
Upstream	4.719	4.159	1614	804	6.333	4.963
Downstream	39.218	32.228	22	16	39.240	32.244
Corporación	1	-	-	4	1	4
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	-	-	(1636)	(824)	(1636)	(824)
<b>TOTAL</b>	<b>43.938</b>	<b>36.387</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>43.938</b>	<b>36.387</b>

<sup>(3)</sup> Incluye la amortización de sondeos fallidos. Para más información véase Nota 21.

<sup>(1)</sup> 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.



## Magnitudes de Balance

Millones de euros

Segmentos	Activos no corrientes		Inversiones netas de explotación <sup>(2)</sup>		Capital empleado <sup>(4)</sup>		Inversiones contabilizadas por el método de la participación	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Upstream	25.636	29.186	2.072	1.889	21.612	23.853	303	364
Downstream	10.312	10.444	757	(496)	9.749	9.469	242	214
Corporación	3.968	4.042	27	(1.893)	4.969	5.933	3.229	3.323
<b>MAGNITUDES AJUSTADAS <sup>(1)</sup></b>	<b>39.916</b>	<b>43.672</b>	<b>2.856</b>	<b>(500)</b>	<b>36.330</b>	<b>39.255</b>	<b>3.774</b>	<b>3.901</b>
<b>Ajustes</b>								
Upstream	(7.126)	(7.577)	(324)	(565)	1.152	1.095	5.411	6.229
Downstream	(22)	(23)	(2)	1	19	17	81	41
Corporación	(4)	(1)	3	6	-	-	2	5
<b>MAGNITUDES NIIF-UE</b>	<b>32.764</b>	<b>36.071</b>	<b>2.533</b>	<b>(1.058)</b>	<b>37.501</b>	<b>40.367</b>	<b>9.268</b>	<b>10.176</b>

<sup>(1)</sup> Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 4.

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

<sup>(3)</sup> Incluye las inversiones devengadas en el periodo netas de desinversiones, pero no incluye inversiones netas en "Otros activos financieros".

<sup>(4)</sup> Incluye el capital empleado (ver Nota 5) 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.

## ANEXO IV: MARCO REGULATORIO

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

### España

#### *Legislación básica*

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos ("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 medioambiente.

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.

#### *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 de Industria, Energía y Agenda Digital (MINETAD). 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 MINETAD, 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 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 CNE, 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 a su ámbito territorial y confieren el derecho exclusivo de investigar el área otorgada durante un período 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 período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

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").

El objeto del RDL 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 con la intención de incrementar la competencia efectiva en el sector.

En el ámbito minorista, introduce modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, se limita la 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 años. Igualmente prohíben cláusulas 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.

Finalmente, la Ley 8/2015 permite a los titulares de instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que no pertenezcan a la red de distribución de un operador mayorista (red blanca sin contratos en exclusiva), informar del origen del combustible que comercializan publicitando el operador mayorista al que adquieren el combustible. Asimismo, los distribuidores al por menor de productos petrolíferos podrán suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales.

#### *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 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 MINETAD. 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 ahora, recientemente, ha sido modificada por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013.

La producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que

se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

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.

Recientemente se promulgó el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo.

#### 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. *Cambio*

*Climático y Calidad del aire.* Además, actualmente, se encuentra en tramitación la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética habiéndose finalizado en octubre de 2017 la consulta pública previa a la elaboración del anteproyecto. Esta Ley, constituye un compromiso del presidente 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 publicado el 10 de diciembre establece el marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y tiene como objetivo minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo, mitigar el impacto medioambiental del transporte y establecer los requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural y de hidrógeno.

## 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° 3058, artículo que fue previamente modificado por medio de la Ley N° 767, permitiendo a YPFB 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 YPFB Andina, firmaron con YPFB 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 YPFB 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° 1013 del 27 de diciembre de 2017. 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.

## 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 petrolera.

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, refinó, 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 Tivacuno.

## 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 el 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, Kansas, Louisiana, Oklahoma, Pennsylvania y Texas. En sus respectivos estados, las actividades de exploración y producción están reguladas por el Departamento de Recursos Naturales de Alaska, la Comisión Corporativa de Kansas, el Departamento de Recursos Naturales de Luisiana, la Comisión Corporativa de Oklahoma 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.º 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 formulario 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*. Por el momento, ninguno de los PSC de Repsol adoptan la forma *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 licenciatario (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.

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

En 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 11 oportunidades, siendo la última, el Decreto Presidencial N° 3.074, publicado el 15 de septiembre de 2017, en la Gaceta Oficial N° 41.237.

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 01 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.

El 6 de diciembre de 2017 fue publicada una Resolución N° 164 del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, que establece un régimen de 30 días 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 detente acciones.

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. Actualmente el Ejecutivo Nacional se encuentra dentro del lapso de 90 días contados a partir de la entrada en vigencia de la ley para dictar el Reglamento correspondiente.