

INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO CONSOLIDADO

Primer semestre 2017



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

ÍNDICE

1. RESUMEN DE PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS	3
2. GOBIERNO CORPORATIVO	6
3. ENTORNO MACROECONÓMICO	7
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	11
4.1 RESULTADOS Y FLUJO DE CAJA	11
4.2 SITUACIÓN FINANCIERA.....	15
4.3 RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	17
5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS.....	20
5.1. UPSTREAM.....	20
5.2. DOWNSTREAM	22
5.3. CORPORACIÓN	24
6. RIESGOS.....	25
6.1 FACTORES DE RIESGO	25
6.2 GESTIÓN DEL RIESGO	31
ACERCA DE ESTE INFORME.....	32
ANEXO I: MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO.....	33
ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS.....	42

1. RESUMEN DE PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS

Durante el primer semestre de 2017 Repsol¹ ha avanzado en el cumplimiento del **Plan Estratégico 2016-2020**² y en su **proceso de transformación**, con el objetivo de ser una compañía más eficiente, flexible e innovadora. Prueba de ello es su **capacidad para obtener resultados** en este periodo, incluso en el actual contexto de persistencia de bajos precios del crudo y del gas: el **resultado neto** ha ascendido a 1.056 millones de euros (+65% respecto al mismo periodo del año anterior), la **caja libre** generada ha llegado a 943 millones de euros (+22% respecto al año anterior) y la **deuda neta** se ha reducido a 7.477 millones de euros (frente a los 11.709 millones de euros al fin del mismo periodo del año anterior). Este notable desempeño financiero se acompaña, además, de importantes descubrimientos exploratorios.

RESULTADOS³

<i>Millones de euros</i>	1S 2017	1S 2016	Variación
Upstream	339	63	276
Downstream	929	934	(5)
Corporación y otros	(142)	(80)	(62)
Resultado neto ajustado	1.126	917	209
Efecto patrimonial	(60)	2	(62)
Resultados Específicos	(10)	(280)	270
Resultado neto	1.056	639	417

En los resultados de *Upstream* se aprecia una importante mejora respecto del primer semestre de 2016 (+437%), impulsada por el incremento de los precios de realización del crudo y del gas y por la reducción de costes operativos recurrentes, así como por la aportación de la producción en Libia y Brasil.

En *Downstream*, los sólidos resultados se mantienen en línea con los del primer semestre de 2016, lo que demuestra la calidad de nuestros activos industriales y las ventajas competitivas derivadas de nuestro modelo integrado de negocio.

Los menores resultados en *Corporación y otros* se explican principalmente por la menor aportación de Gas Natural Fenosa (GNF), como consecuencia de la venta del 10% de su participación en septiembre de 2016, compensado parcialmente por la reducción de costes en la Corporación.

Como consecuencia de lo anterior, el **resultado neto ajustado** alcanza los 1.126 millones de euros, un 23% superior al dato de 2016.

El *efecto patrimonial*, que refleja el impacto de la variación de los precios en los inventarios, fue negativo como consecuencia de la bajada de los precios del crudo durante el periodo.

Los *resultados específicos* del periodo no son significativos, mientras que en 2016 incluyeron costes de reestructuración de plantilla y provisiones.

En suma, el **resultado neto** del Grupo alcanza en el primer semestre de 2017 un beneficio de 1.056 millones de euros, frente a los 639 millones de euros de 2016.

El **EBITDA**, 3.108 millones de euros, es un 29% superior al del primer semestre de 2016, impulsado por una mejora sustancial de los resultados de las operaciones del segmento *Upstream*.

¹ De ahora en adelante, las denominaciones "Repsol", "Grupo Repsol" o "la compañía" se utilizarán, de manera indistinta, para referirse al grupo de empresas formado por Repsol, S.A. y sus sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos.

² El Plan Estratégico 2016-2020 se publicó en Octubre de 2015.

³ Toda la información presentada en este documento, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de *reporting* del Grupo que se describe en la Nota 2.6 "Información por segmentos de negocio" de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2017. Algunas de las magnitudes financieras utilizadas en este documento tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA), véase el Anexo I "Medidas Alternativas de Rendimiento" que incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

El **flujo de caja libre** en el primer semestre ha sido de 943 millones de euros, un 22% superior al del mismo periodo de 2016, como consecuencia, principalmente, de la mejora de la caja de las operaciones generada por los negocios y la disciplina en las inversiones.

La **deuda neta** al final del semestre es de 7.477 millones de euros. Supone una reducción significativa respecto de la existente a 30 de junio de 2016 (11.709 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2016 (8.144 millones de euros).

OTROS ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

Destacan en el semestre **dos importantes descubrimientos**, en el *North Slope* en Alaska con los sondeos de *Horseshoe-1* y *Horseshoe-1A*, el mayor hallazgo convencional de hidrocarburos de los últimos treinta años en suelo estadounidense, y en Trinidad y Tobago con los sondeos de *Savannah* y *Macadamia*, el mayor descubrimiento de gas de Repsol en los últimos cinco años.

La sociedad ha mantenido el esquema de **retribución a sus accionistas** y ha cerrado en enero y julio dos ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se implementa el programa “Repsol dividendo flexible”, que han garantizado en el periodo a los accionistas 0,76 euros por acción (0,43 pagados en julio).

La **evolución en bolsa** de la acción de Repsol en el periodo (-0,9%) superó a la media del sector Oil&Gas europeo, que cedió en promedio un 6%, negativamente influido por el descenso del precio del crudo.

Se ha mantenido la **calificación crediticia** del Grupo y se ha mejorado la perspectiva de las principales agencias de calificación, actualizada a “*positiva*” en el caso de S&P y a “*estable*” en el caso de Moody’s y Fitch.

Destaca también la emisión de un **bono verde**¹, primero para la compañía y en el sector del *Oil&Gas*, por importe de 500 millones de euros.

El 19 de mayo se celebró la Junta General Ordinaria de Accionistas 2017, que aprobó el **nombramiento de tres nuevos Consejeros** externos independientes, favoreciendo la diversidad de conocimientos y de género del Consejo.

Por último, hay que destacar que Repsol mantiene su **compromiso con la seguridad y el medioambiente**. Respecto a la accidentabilidad personal, el Índice de Frecuencia Total (IFT)² ha disminuido respecto al dato anual de 2016. Respecto al medioambiente, durante el periodo se han realizado acciones de mejora en nuestras instalaciones que, además de reducir sus consumos energéticos, han reducido emisiones en el periodo de 75.200 toneladas de CO₂.

¹ El bono lo constituyen inicialmente 312 proyectos elegibles que cumplen los requisitos que establecen los *Green Bond Principles* (de la International Capital Market Association) y que se enmarcan, principalmente, en la categoría de “Eficiencia energética”, ejecutados o en ejecución en nuestras refinerías y plantas químicas de España y Portugal.

² El IFT es un indicador que amplía el alcance de accidentabilidad, puesto que mide las consecuencias del daño personal e incluye otros accidentes de consecuencias menores. Por este motivo Repsol considera que el IFT es un indicador apropiado para la evaluación de objetivos de accidentabilidad.

PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES DEL PERIODO

Indicadores financieros ⁽¹⁾	1S 2017	1S 2016	Entorno macroeconómico	1S 2017	1S 2016
Resultados			Brent (\$/bbl) medio	51,7	39,8
EBITDA	3.108	2.417	WTI (\$/bbl) medio	50,0	39,8
Resultado neto ajustado	1.126	917	Henry Hub (\$/MBtu) medio	3,3	2,0
Resultado neto	1.056	639	Algonquin (\$/Mbtu) medio	3,7	2,9
Beneficio por acción (€/acción)	0,68	0,41	Tipo de cambio (\$/€) medio	1,08	1,12
Capital empleado	37.660	40.531			
ROACE (%) ⁽²⁾	6,5	5,3	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	1S 2017	1S 2016
Situación financiera			Upstream		
Flujo de caja libre	943	775	Producción neta de líquidos (kbbbl/d)	256	251
Intereses deuda / EBITDA (%)	5,9	9,3	Producción neta de gas (kbep/d)	429	454
Deuda Neta (DN)	7.477	11.709	Producción neta de hidrocarburos (kbep/d)	685	705
DN / EBITDA (x veces) ⁽³⁾	1,20	2,42	Precios medios de realización de crudo (\$/bbl)	46,7	35,1
DN / Capital empleado (%)	19,9	28,9	Precios medios de realización de gas (\$/kscf)	2,9	2,3
Retribución a nuestros accionistas			EBITDA	1.666	933
Retribución al accionista (€/acción) ⁽⁴⁾	0,335	0,466	Resultado neto ajustado	339	63
			Inversiones netas	921	1.281
Indicadores bursátiles ⁽¹⁾	1S 2017	1S 2016	Downstream		
Cotización al cierre del periodo (€)	13,40	11,41	Capacidad de refino (kbbbl/d)	1.013	998
Cotización media del periodo (€)	14,28	10,26	Índice de conversión en España (%)	63	63
Capitalización bursátil al cierre	20.052	16.451	Indicador de margen de refino España (\$/bbl)	6,6	6,4
			Estaciones de servicio (nº)	4.712	4.724
Indicadores no-financieros	1S 2017	1S 2016	Ventas de productos petrolíferos (kt)	25.071	22.051
Personas			Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.407	1.477
Plantilla ⁽⁵⁾	27.273	29.341	Ventas de GLP (kt)	750	1.052
Nuevos empleados ⁽⁶⁾	1.476	1.308	Ventas de gas en Norteamérica (TBtu)	266	221
			EBITDA	1.518	1.585
Seguridad y medioambiente			Resultado neto ajustado	929	934
Índice Frecuencia de accidentes ⁽⁷⁾	0,72	0,69	Inversiones netas	245	(258)
Índice Frecuencia Total de accidentes ⁽⁸⁾	1,34	1,46			
Reducción de emisiones de CO ₂ (miles de tn)	75	145			

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

⁽²⁾ El ROACE correspondiente al primer semestre de 2017 ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo.

⁽³⁾ El EBITDA para este indicador ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo.

⁽⁴⁾ Precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita de acciones dentro del programa "Repsol Dividendo Flexible" (ver Nota 4.3)

⁽⁵⁾ Incluye la plantilla gestionada y no gestionada.

⁽⁶⁾ Se consideran nuevas incorporaciones aquellas de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. El % de empleados fijos entre las nuevas incorporaciones correspondiente al primer semestre de 2017 y 2016 asciende al 36% y 44%, respectivamente.

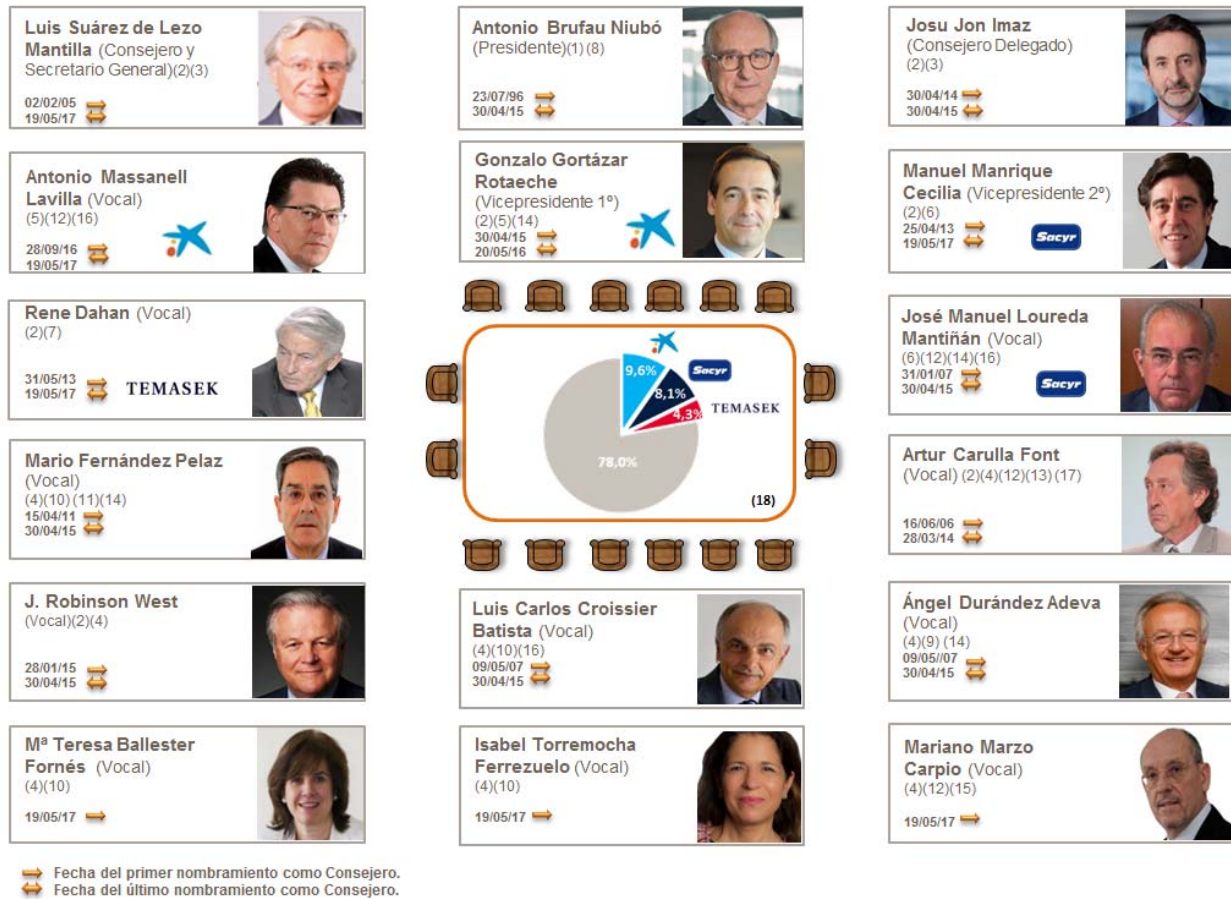
⁽⁷⁾ Índice de frecuencia con baja integrado (número de accidentes computables con pérdidas de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas). El dato de 2016 es el anual.

⁽⁸⁾ Índice de frecuencia total integrado (número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumulados en el año, por cada millón de horas trabajadas). El dato de 2016 es el anual.

2. GOBIERNO CORPORATIVO

El 19 de mayo de 2017, la Junta General de Accionistas de Repsol aprobó la **reelección** como Consejeros de D. Rene Dahan, D. Manuel Manrique Cecilia y D. Luis Suárez de Lezo Mantilla, la **ratificación y reelección** como Consejero de D. Antonio Massanell Lavilla, así como el **nombramiento** como Consejeros **externos independientes** de Dña. María Teresa Ballester Fornés, Dña. Isabel Torremocha Ferrezuelo y D. Mariano Marzo Carpio. Todos ellos, por el plazo estatutario de 4 años.

La composición actual del Consejo de Administración y de sus Comisiones es la siguiente:



NOTA: Información adicional sobre los miembros del Consejo de Administración en www.repsol.es/es.

- (1) Presidente de la Comisión Delegada.
- (2) Vocal de la Comisión Delegada.
- (3) Consejero Ejecutivo.
- (4) Consejero Externo Independiente.
- (5) Consejero Externo Dominical propuesto por Caixabank, S.A.
- (6) Consejero Externo Dominical propuesto por Sacyr, S.A.
- (7) Consejero Externo Dominical propuesto por Temasek.
- (8) Consejero Externo
- (9) Presidente de la Comisión de Auditoría y Control.
- (10) Vocal de la Comisión de Auditoría y Control.
- (11) Presidente de la Comisión de Nombramientos.
- (12) Vocal de la Comisión de Nombramientos.
- (13) Presidente de la Comisión de Retribuciones.
- (14) Vocal de la Comisión de Retribuciones.
- (15) Presidente de la Comisión de Sostenibilidad.
- (16) Vocal de la Comisión de Sostenibilidad.
- (17) Consejero Coordinador.
- (18) Porcentaje sobre el capital social de acuerdo a la última información disponible a fecha de formulación del presente documento. Información facilitada por la Compañía 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 Compañía y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

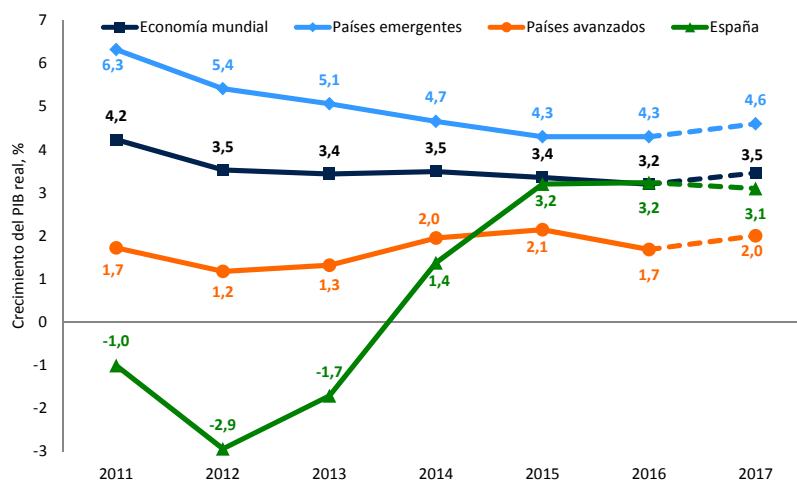
3. ENTORNO MACROECONÓMICO

EVOLUCIÓN ECONÓMICA RECIENTE

Si bien la **economía mundial** creció en el conjunto de 2016 un modesto 3,2%, dos décimas menos que durante 2015, la actividad fue acelerándose a lo largo del año. Esta favorable tendencia se ha ido consolidando durante 2017, lo que ha contribuido a que se reduzcan los riesgos a corto plazo y mejoren las perspectivas. El FMI (WEO julio 2017) estima que el crecimiento global se acelerará hasta el 3,5% en 2017, impulsado tanto por las economías avanzadas como por las emergentes.

Así, se proyecta que el crecimiento de las **economías avanzadas** pasará del 1,7% en 2016 al 2,0% en 2017, con mejora de su demanda interna en un contexto en el que la fase de desapalancamiento privado está ya avanzada, y con la política fiscal pasando a ser, en general, más expansiva. Mientras, para las economías emergentes, se espera un rebote desde el 4,3% en 2016 hasta el 4,6% en 2017. Este repunte se explica por el mayor dinamismo de China, cierta recuperación de los precios de las materias primas y el retorno de entradas de capital.

Evolución del crecimiento del PIB



Fuente: FMI (WEO julio 2017) y Dirección de Estudios de Repsol

Por regiones, el crecimiento de la **Eurozona** está sorprendiendo favorablemente, apoyado en los estímulos monetarios del Banco Central Europeo (BCE), una política fiscal más laxa, y la mejora en la competitividad. Tras continuar su senda de recuperación en 2016, creciendo un 1,7%, en la primera mitad de 2017 el ritmo de avance trimestral anualizado se sitúa próximo al 2%. Por su parte, en **España** la actividad no sólo mantiene su elevado dinamismo (3,0% a/a en el primer trimestre de 2017), sino que su composición parece robusta. En este sentido, a pesar de la solidez de la demanda interna, el saldo por cuenta corriente se mantiene en positivo, apuntando la fortaleza de las exportaciones a una mejora de la competitividad. De esta forma, la previsión del FMI de julio fue revisada al alza quedando en un 3,1% para 2017 muy en línea con las previsiones realizadas por la Comisión Europea.

Mientras, en **EE.UU.** el crecimiento se moderó hasta el 1,6% en 2016 y, aunque algunos de los factores que lo explican parecen transitorios, durante el primer trimestre de 2017 la actividad volvió a decepcionar (1,4% trimestral anualizado). Para 2017 se prevé un crecimiento del 2,1% basado en la fortaleza del consumo privado pero la perspectiva de mayores estímulos fiscales que aceleren el crecimiento ha ido enfriándose.

En este contexto, la divergencia de los principales Bancos Centrales ha sido menor a la esperada, apoyando un entorno de mayor apetito por el riesgo y condiciones financieras laxas, lo que ha favorecido

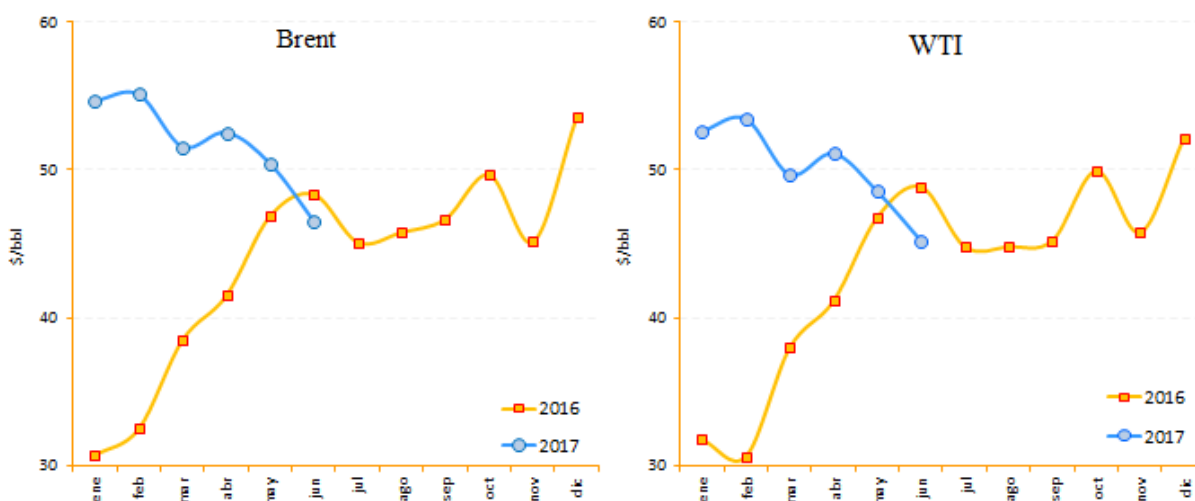
el repunte de la economía global. La Reserva Federal de EE.UU. (FED) ha avanzado con su endurecimiento monetario, pero de forma muy gradual, mientras que el BCE mantiene sus medidas de estímulo monetario en un entorno en el que, pese a la mayor actividad, la inflación sigue por debajo del objetivo.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Crudo – Brent

En lo que se refiere al primer semestre de 2017, las cotizaciones tanto del Brent como del WTI han seguido un perfil predominantemente a la baja, situándose la media en los 51,7 \$/bbl y 50,0 \$/bbl, respectivamente. Después del acuerdo de recorte de producción alcanzado a finales del año pasado por los países OPEP, al que se unió un grupo de 11 países no-OPEP (Rusia, México, Kazajistán, Azerbaiyán, Omán, Malasia, Guinea Ecuatorial, Sudán del Sur, Sudán, Bahréin y Brunei), el precio del crudo Brent subió en enero y febrero superando puntualmente los 55 \$/bbl. Seguidamente, el sentimiento del mercado cambió e hizo corregir los precios alrededor de diez dólares. Entre los factores que explican el sentimiento bajista de los últimos meses se encuentran: i) la incertidumbre generada en el mercado sobre el cumplimiento de los recortes acordados; ii) el aumento de la producción de países OPEP no sujetos al acuerdo de recorte, como Nigeria y Libia; y iii) el aumento de la producción de EE.UU.

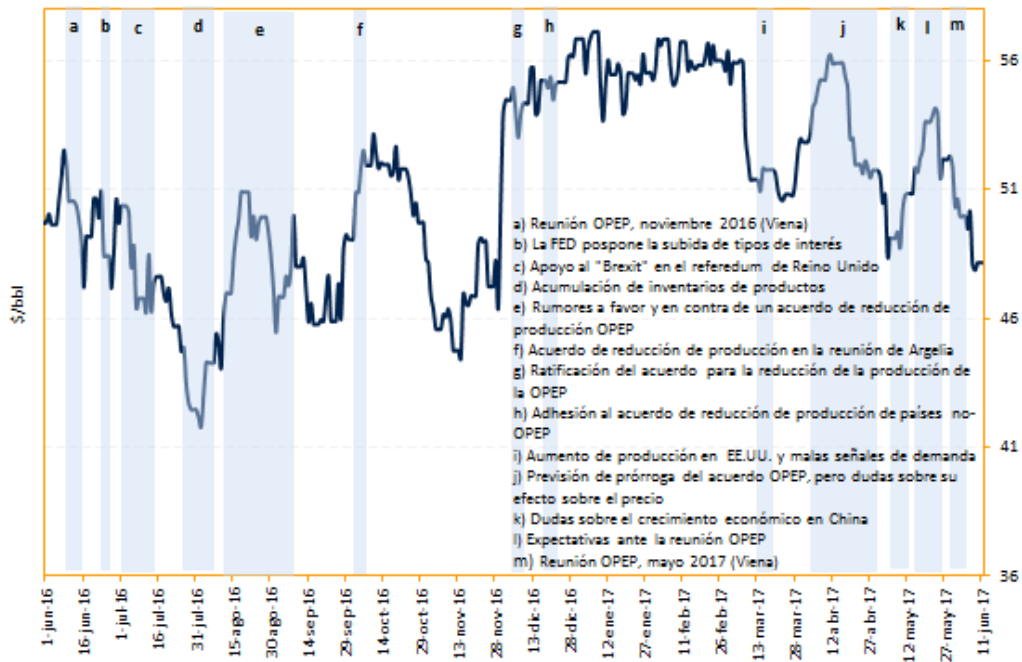
Evolución de la cotización del barril de crudo Brent y WTI



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

A pesar del pesimismo del mercado, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) apunta, en su informe mensual de junio sobre el mercado del petróleo, que el balance oferta-demanda habría entrado en déficit (más demanda que oferta) desde el segundo trimestre de este año y se espera que en media este año se reduzcan los inventarios a razón de más de medio millón de barriles al día lo que supondrá un efecto positivo en los precios.

Principales hitos en la evolución de la cotización del barril de Brent en el primer semestre de 2017



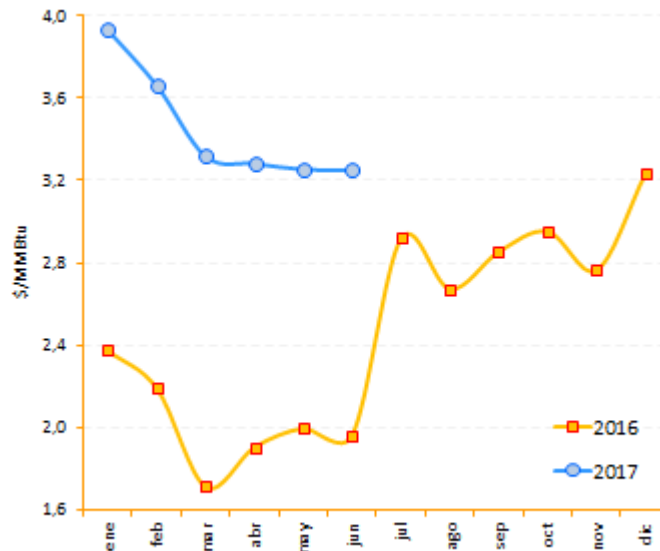
Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol

Gas Natural – Henry Hub (HH)

En lo que respecta al gas natural estadounidense, el precio medio del futuro a un mes del HH se situó en los 3,3 \$/MBtu durante el primer semestre de 2017. Esto representa un incremento del 61% respecto al precio medio registrado en el mismo semestre de 2016.

En un contexto en el que la producción trimestral estimada permaneció por debajo de los niveles del año anterior, las olas de frío (a principios de año) y las expectativas de mayores exportaciones impulsaron la recuperación del precio. Sin embargo, el precio describió una tendencia a la baja desde el mes de enero ante perspectivas de incrementos de la producción y de una climatología más suave.

Evolución de la cotización Henry Hub



Fuente: NYMEX y Dirección de Estudios de Repsol.

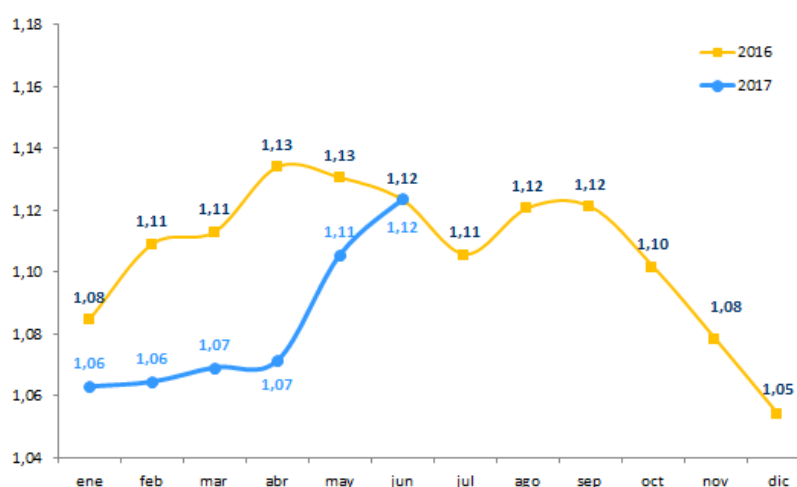
EVOLUCIÓN DEL TIPO DE CAMBIO

La primera parte de 2017 se caracterizó por una debilidad progresiva del dólar norteamericano después del *rally* apreciatorio que experimentó durante la parte final de 2016. La decisión de la FED de subir tipos de interés en diciembre y la elección de Trump como presidente de los EE.UU. en noviembre fueron los principales factores que explicaron la fortaleza del dólar en la última parte del año anterior. Los mercados interpretaron que las promesas electorales del nuevo presidente supondrían un soporte para el dólar en la medida que puedan traducirse en una expansión fiscal, un endurecimiento de la política monetaria y una desregulación de los mercados financieros estadounidenses.

En contraposición, el hecho de que el BCE y el Banco de Japón (BOJ) continuaran con sus programas de expansión de balances y con tipos de interés en mínimos, representaba una presión depreciatoria sobre el Euro y el Yen. Por otra parte, con un 2017 cargado de importantes citas electorales en Holanda, Francia y Alemania y la irrupción con fuerza de algunos partidos con un discurso anti-europeísta hizo que el riesgo político adquiriera mucho protagonismo inclusive por delante de los fundamentos económicos.

A lo largo de la primera parte de este año se han diluido alguno de los factores que habían favorecido la solidez del dólar frente al euro. En este sentido, han surgido dudas sobre la capacidad del gobierno de Trump para llevar a cabo sus promesas electorales –especialmente la expansión fiscal– y ha disminuido el riesgo político en Europa tras el triunfo de partidos pro-europeístas. Adicionalmente, mientras el crecimiento económico en Europa muestra claras señales de solidez, la economía de EE.UU. creció durante el primer trimestre del año por debajo de las estimaciones, reduciendo el ritmo de normalización de tipos de interés esperado por parte de la FED.

Evolución de la cotización del Euro/Dólar (medias mensuales)



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

Por su parte, las economías emergentes han experimentado una apreciación de sus monedas en lo que llevamos de 2017 en un contexto de recuperación del precio de las materias primas y mayor entrada de capitales. Además, algunas divisas como el peso mexicano han revertido la depreciación previa ante un tono menos agresivo en las políticas proteccionistas que podría aplicar el gobierno del presidente Trump.

4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

4.1 RESULTADOS Y FLUJO DE CAJA

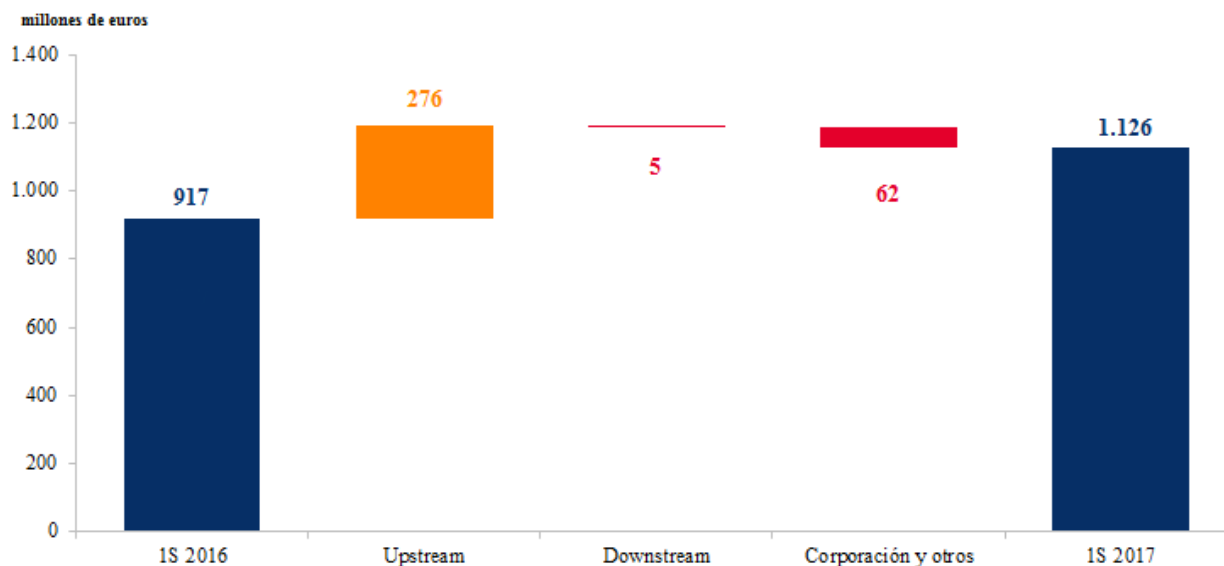
Millones de euros	1S 2017	1S 2016	Δ
Upstream	339	63	438%
Downstream	929	934	(1)%
Corporación y otros	(142)	(80)	(78)%
Resultado neto ajustado	1.126	917	23%
Efecto patrimonial	(60)	2	-
Resultados Específicos	(10)	(280)	(96)%
Resultado neto	1.056	639	65%

NOTA: Para más información en relación a los resultados de los segmentos de negocio, véase la Nota 3 “Resultados por segmentos” de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2017.

Los resultados del primer semestre de 2017, comparados con los del mismo periodo de 2016, se producen en un **entorno** más favorable, caracterizado por unos mayores precios del crudo y, sobre todo, del gas (Brent +30% y Henry Hub +61%), unos sólidos indicadores del margen del refino (en torno a los 6,6 \$/bbl) y del negocio petroquímico y un dólar fortalecido frente al euro.

El **resultado neto ajustado** del semestre asciende a 1.126 millones de euros, un 23% superior al del mismo periodo de 2016. Destacan los mejores resultados en *Upstream*, como consecuencia del incremento de los precios de realización, los esfuerzos de eficiencia y la aportación de Libia, y el mantenimiento de sólidos resultados en *Downstream*.

Evolución del resultado neto ajustado



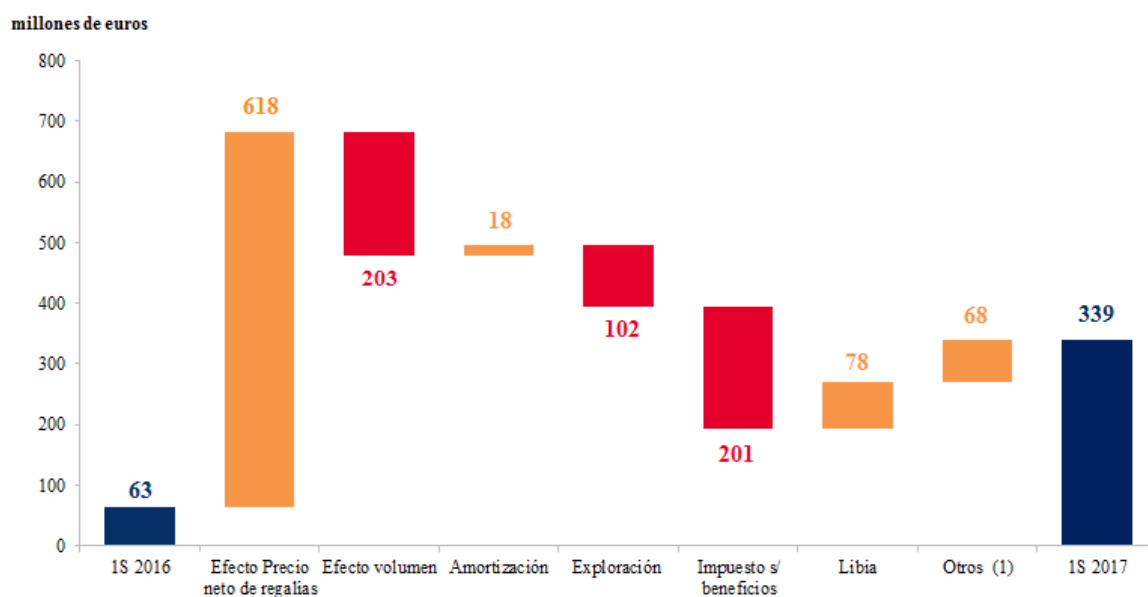
Upstream

La **producción** media en el semestre de 685 Kbp/d, es un 3% inferior a la del mismo periodo de 2016. El declino natural en Estados Unidos, el declino y cese de actividad de campos en Noruega, la pérdida de producción correspondiente a activos vendidos en Indonesia y la menor demanda de las exportaciones del mercado brasileño en Bolivia, han sido en buena medida compensados por el reinicio de la producción en Libia y la incorporación de nuevos pozos en Sapinhoá y Lapa en Brasil.

Respecto a la **actividad de exploración**, en el periodo se ha concluido la perforación de siete sondeos exploratorios y tres sondeos de delineamiento/appraisal. Cinco de ellos se han declarado positivos (tres exploratorios y dos de appraisal) y cinco han sido negativos (cuatro exploratorios y uno de appraisal). Destacan, por su potencial, los descubrimientos en Alaska (*Horseshoe-1* y *Horseshoe-1A*) y en Trinidad y Tobago (*Savannah* y *Macadamia*).

El **resultado neto ajustado** de *Upstream* ha ascendido a 339 millones de euros, muy superior al del semestre del año anterior (63 millones de euros). Esta significativa mejora viene impulsada, fundamentalmente, por la recuperación de los precios de realización del crudo y del gas, por la aportación de Libia, que reinició su producción en diciembre de 2016, y de Brasil y por la reducción de costes operativos recurrentes. Estos mayores ingresos se han visto en parte compensados por el aumento de impuestos, los menores volúmenes vendidos y el incremento de los gastos de exploración.

Variación del resultado neto ajustado *Upstream* 1S 2017 vs. 1S 2016



(1) Incluye costes generales de administración, efecto del tipo de cambio y otros.

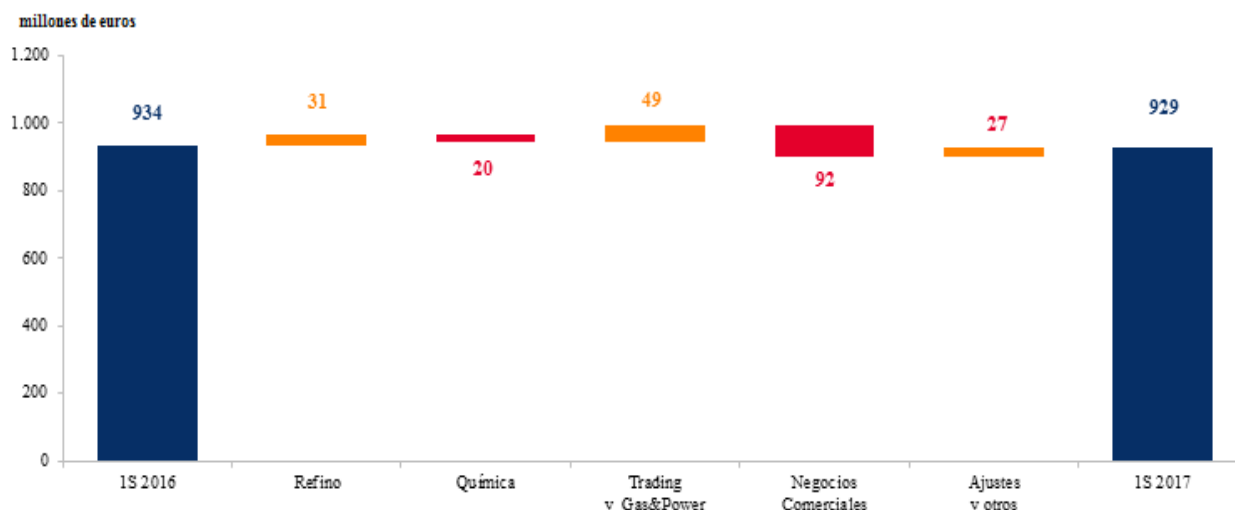
El **EBITDA** de *Upstream* asciende a 1.666 millones de euros, un 79% superior al del mismo periodo del año anterior.

Las **inversiones netas** de explotación del periodo (921 millones de euros) disminuyen un 28% respecto al mismo periodo de 2016.

Downstream

El **resultado neto ajustado** en el primer semestre de 2017 ha sido de 929 millones de euros, en línea respecto al mismo periodo de 2016.

Variación del resultado neto ajustado *Downstream* 1S 2017 vs. 1S 2016



La variación del resultado neto ajustado obedece principalmente a:

- En Refino se mantienen los sólidos resultados, en un entorno internacional más favorable (mejor indicador de margen 6,6 \$/bbl vs. 6,4 \$/bbl en 1S2016 y un dólar más fuerte 1,08 €\$ vs. 1,12 €\$ en 1S2016), por mayor destilación de las plantas y el incremento de las ventas, que compensan los efectos derivados de las paradas plurianuales de mantenimiento en los complejos industriales de Bilbao y Cartagena y las mayores amortizaciones.
- En Química, donde se mantienen los elevados márgenes internacionales del año anterior, se han reducido los resultados por las menores ventas del periodo por incidencias operativas en las plantas. Este efecto se ha visto compensando por la mayor aportación al resultado de las plantas de cogeneración y de las participadas.
- Los mejores resultados en operaciones de *Trading* y la recuperación del negocio de *Gas&Power* en Norteamérica, impulsada por el aumento de volúmenes comercializados y menores costes.
- En Negocios Comerciales, mejoran los resultados de Marketing en España (incremento de ventas +2%, mejora de la actividad *non oil* y reducción de costes fijos) y Portugal. En sentido opuesto, se reducen, en comparación con el año anterior, los resultados del negocio de GLP, tanto por los menores márgenes de envasado regulado como por que en 2016 se incluyeron las indemnizaciones por la fórmula de precios máximos de venta de GLP envasado 2009-2010 y los ingresos por negocios transmitidos (canalizado España y GLP Perú y Ecuador).

El **EBITDA** de *Downstream* asciende a 1.518 millones de euros (frente a los 1.585 millones de euros en el mismo periodo de 2016).

Las **inversiones netas** de *Downstream* ascienden a 245 millones de euros (frente a los -258 millones de euros del primer semestre de 2016 cuando se materializaron importantes desinversiones). Las inversiones brutas se han reducido un 15% respecto al mismo periodo de 2016, siendo las principales inversiones las acometidas para la mejora de la eficiencia energética y en seguridad y medio ambiente, así como por las paradas plurianuales de las refinerías en España y la remodelación del bloque de gasolinas en la refinería de la Pampilla en Perú.

Corporación y otros

Los resultados (-142 millones de euros) son inferiores a los del primer semestre de 2016 (-80 millones de euros). La reducción de costes corporativos en Madrid y Calgary, así como los menores intereses de la deuda, no llegan a compensar la menor contribución de Gas Natural Fenosa (tras la reducción de la participación en 2016 y el peor comportamiento de la actividad de electricidad en España) y el efecto comparativo en el resultado financiero de las plusvalías obtenidas en 2016 por recompra de bonos de ROGCI.

El **Efecto Patrimonial** asciende a -60 millones de euros, por la bajada de los precios durante el semestre.

En los **Resultados específicos**, que alcanzan -10 millones de euros, destacan i) los gastos por reestructuración de plantilla, por reducción del equipo directivo y los ajustes en plantilla en países del segmento *Upstream*, ii) los deterioros de activos exploratorios y iii) el impacto de las provisiones legales, fiscales y medioambientales.

<i>Millones de euros</i>	Upstream		Downstream		Corporación		TOTAL	
	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016	1S 2017	1S 2016
Desinversiones	9	(10)	12	260	2	-	23	250
Reestructuración plantillas	(8)	(54)	(4)	(130)	(24)	(162)	(36)	(346)
Deterioros	(26)	(8)	-	(2)	-	-	(26)	(10)
Provisiones y otros	36	(138)	14	(20)	(21)	(16)	29	(174)
TOTAL	11	(210)	22	108	(43)	(178)	(10)	(280)

El **resultado neto** del primer semestre, como consecuencia de todo lo anterior, ha ascendido a 1.056 millones de euros, un 65% superior al del mismo periodo en 2016.

El **EBITDA** del periodo, 3.108 millones de euros, es un 29% superior al del ejercicio anterior, impulsado fundamentalmente por el destacable desempeño del *Upstream*.

A continuación se presentan los principales indicadores de **rentabilidad** financiera para el primer semestre de 2017 y 2016:

Indicadores de rentabilidad	1S 2017	1S 2016
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) (%)	6,5	5,3
Beneficio por acción (€/acción)	0,68	0,41

El **flujo de caja libre** en el primer semestre de 2017 ha ascendido a 943 millones de euros, frente a los 775 millones del mismo periodo de 2016. La significativa mejora del EBITDA y la reducción de inversiones se han visto compensadas por el mayor pago de impuestos y la ausencia de desinversiones relevantes en el periodo.

	1S 2017	1S 2016
EBITDA	3.108	2.417
Cambios en el capital corriente	(387)	(731)
Cobros de dividendos	140	303
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(380)	119
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(306)	(336)
I. FLUJO DE CAJA DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	2.175	1.772
Pagos por inversiones	(1.264)	(1.657)
Cobros por desinversiones	32	660
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(1.232)	(997)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I + II)	943	775
Pagos por dividendos y remuneración de otros instrumentos de patrimonio	(143)	(271)
Intereses netos	(345)	(398)
Autocartera	(183)	(49)
CAJA GENERADA EN EL PERIODO	272	57

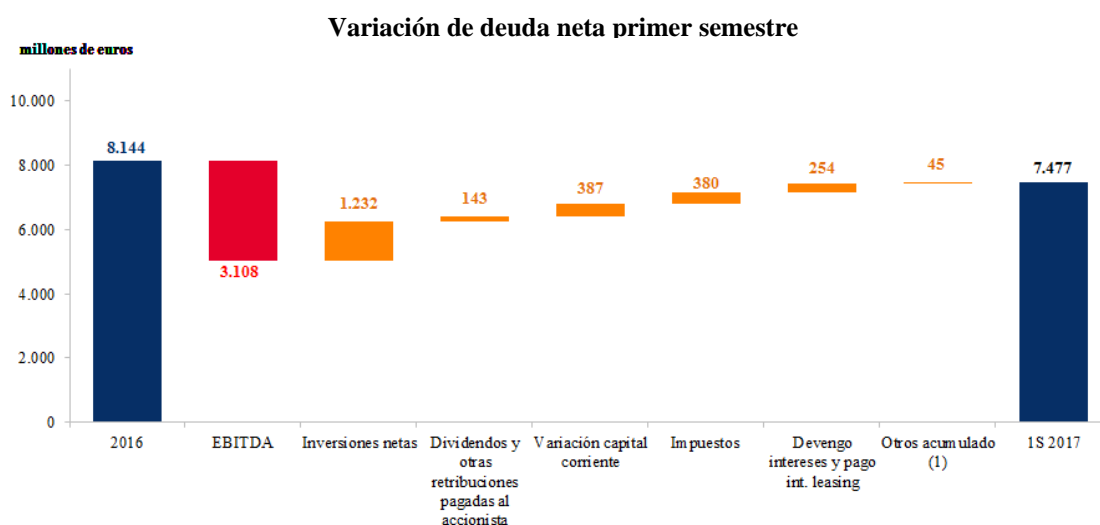
4.2 SITUACIÓN FINANCIERA

Durante el primer semestre de 2017, en línea con el compromiso de fortalecimiento de la estructura financiera del Grupo tras la adquisición de ROGCI, se ha continuado con las diferentes medidas que han permitido reducir la deuda y conservar la misma calificación crediticia que el Grupo mantenía con anterioridad, así como mejorar la perspectiva de las principales agencias, en el caso de S&P de “negativa” a “positiva”, y en el caso de Moody’s y Fitch, de “negativa” a “estable”.

En línea con la política de prudencia financiera y del compromiso de mantenimiento de un alto grado de liquidez, los recursos líquidos mantenidos por el Grupo al final del semestre en forma de efectivo y líneas de crédito disponibles superan ampliamente los vencimientos de deuda a corto plazo.

Endeudamiento

La **deuda neta** al final del semestre es de 7.477 millones de euros, significativamente inferior a la existente a 30 de junio de 2016, 11.709 millones de euros, como consecuencia de la mejora de la caja generada por los negocios durante el periodo impulsada principalmente por el segmento *Upstream*, la disciplina en las inversiones y la reducción del coste de la deuda. Durante el semestre, la deuda neta se ha reducido en 667 millones de euros:



⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente las operaciones de autocartera y el efecto de tipo de cambio.

Principales operaciones de financiación

- En febrero de 2017 se ha cancelado a su vencimiento un bono emitido por Repsol International Finance, B.V. (RIF) por importe nominal de 886 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,75%.
- En mayo de 2017 RIF ha emitido un bono, garantizado por Repsol S.A., por importe nominal de 500 millones de euros, vencimiento en el año 2022 y un cupón fijo anual del 0,50%. Se trata de la primera emisión de un “bono verde”¹ realizada por el Grupo Repsol, cuyos fondos se destinarán a refinanciar y financiar proyectos dirigidos a evitar las emisiones de gases de efectos invernadero en actividades de refinó y química en España y Portugal.
- El 9 de junio, ROGCI ha anunciado el lanzamiento de una solicitud de consentimiento (“*Consent solicitation*”) dirigida a los tenedores de sus bonos en dólares americanos para modificar ciertos términos y condiciones de estas emisiones dirigidas a (i) sustituir las obligaciones de información de ROGCI por la información financiera periódica de Repsol; y (ii) suprimir el *merger covenant* con objeto de optimizar la flexibilidad operativa y financiera del Grupo. Adicionalmente se ha ofrecido a los inversores la posibilidad de recomprar sus bonos.

Esta operación viene precedida del otorgamiento por Repsol, S.A. de una garantía de las obligaciones de pago de ROGCI bajo dichas emisiones, vigente hasta su vencimiento o cancelación.

ROGCI ha alcanzado los consentimientos necesarios para modificar las condiciones de las emisiones en los términos propuestos y ha recomprado bonos por un total de 87 millones de dólares.

Vencimientos de deuda

El **vencimiento de la deuda bruta** al 30 de junio de 2017 es el siguiente:

		Vencimiento bonos ⁽¹⁾ emitidos a 30 de junio de 2017				
Deuda bruta ⁽¹⁾⁽²⁾ (Millones de euros)	Total	Ejercicio	Moneda	Nominal	%	Vence
		2017	£	250 ⁽⁴⁾	6,63	dic-17
Vencimiento 2017	2.820	2018	€	750 ⁽³⁾	4,38	feb-18
			€	600	Eur. 3M+p.b.	jul-18
Vencimiento 2018	1.956		€	1.000 ⁽³⁾	4,88	feb-19
		2019	\$	360 ⁽⁴⁾	7,75	jun-19
Vencimiento 2019	1.740		€	100	0,125	jul-19
		2020	€	1.200 ⁽³⁾	2,63	may-20
Vencimiento 2020	1.903		€	600 ⁽³⁾	2,13	dic-20
			\$	237 ⁽⁴⁾	3,75	feb-21
Vencimiento 2021	1.312		€	1.000 ⁽³⁾	3,63	oct-21
			€	500 ⁽³⁾	0,50	may-22
Vencimiento 2022 y siguientes	3.079		€	500 ⁽³⁾	2,25	dic-26
		2021 y siguientes	\$	50 ⁽⁴⁾	7,25	oct-27
TOTAL	12.810		€	100 ⁽³⁾	5,38	ene-31
			\$	88 ⁽⁴⁾	5,75	may-35
			\$	102 ⁽⁴⁾	5,85	feb-37
			\$	115 ⁽⁴⁾	6,25	feb-38
			\$	57 ⁽⁴⁾	5,50	may-42
			€	1.000 ⁽⁵⁾	4,50	mar-75

⁽¹⁾ No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por Repsol International Finance, B.V (RIF) el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye derivados de tipos de cambio e intereses.

⁽³⁾ Emisiones de RIF al amparo del programa de bonos a medio plazo “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme (EMTNs)” garantizado por Repsol S.A.

⁽⁴⁾ Emisiones realizadas a través de ROGCI al amparo de los programas de emisión universal de deuda “Universal Shelf Prospectus” y el programa de emisión de bonos a medio plazo “Medium-Term Note Shelf Prospectus” en Estados Unidos y Canadá, respectivamente. Emisiones sujetas a la solicitud de consentimiento y oferta de recompra descrita en este apartado y que han sido garantizadas por Repsol, S.A.

⁽⁵⁾ Bono subordinado y vencimiento a 60 años emitido por RIF y garantizado por Repsol S.A. Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

¹ Para más información, ver el Green Bond Framework publicado en www.repsol.energy/es/.

Adicionalmente, Repsol mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros cuyo saldo vivo a 30 de junio de 2017 es de 1.953 millones de euros.

Prudencia financiera

La liquidez del Grupo al 30 de junio de 2017, incluyendo las líneas de crédito comprometidas y no dispuestas, se ha situado en 7.756 millones de euros, suficiente para cubrir 1,91 veces los vencimientos de deuda a corto plazo. Repsol tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 2.814 y 4.214 millones de euros a 30 de junio de 2017 y 2016, respectivamente.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	30/06/2017	30/06/2016
Deuda financiera neta (millones de euros)	7.477	11.709
Deuda financiera neta / EBITDA (x veces)	1,20	2,42
Deuda financiera neta / Capital empleado total (%)	19,9	28,9
Liquidez / Deuda Bruta a corto plazo (x veces)	1,91	1,8
Intereses deuda / EBITDA (%)	5,9	9,3

Calificación crediticia

En la actualidad, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. y ROGCI por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S		MOODY'S		FITCH RATINGS	
	Repsol, S.A.	ROGCI	Repsol, S.A.	ROGCI	Repsol, S.A.	ROGCI
Largo	BBB-	BBB-	Baa2	Baa2	BBB	BBB-
Corto	A-3	A-3	P-2	P-3	F-3	F-3
Perspectiva	positiva	positiva	estable	estable	estable	estable
Fecha última modificación	25/07/2017	25/07/2017	22/06/2017	22/06/2016	16/05/2017	16/05/2017

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Durante los primeros seis meses del ejercicio 2017 se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias relevantes. Para más información véase la Nota 5 “*Acciones y participaciones en patrimonio propias*” de los Estados financieros intermedios del primer semestre de 2017.

4.3 RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

La retribución percibida por los accionistas en el primer semestre de 2017 derivada del programa “*Repsol dividendo flexible*”, incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2017 (0,335 euros brutos por derecho). Así, Repsol ha pagado durante el primer semestre de 2017 un importe bruto total de 99 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 30.760.751 acciones nuevas, por un importe equivalente de 392 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

Asimismo, en julio de 2017 en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo complementario del ejercicio 2016, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 189 millones de euros (0,426 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 30.991.202 acciones, por un importe equivalente de 449 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

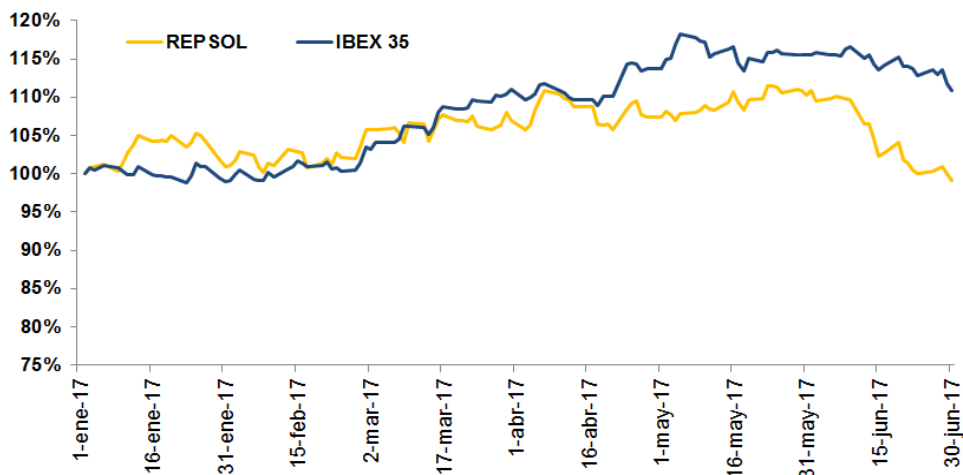
Para información complementaria sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “*Repsol dividendo flexible*”, véase el apartado

“Capital” de la Nota 4.5 “Patrimonio Neto” de los Estados financieros intermedios del primer semestre de 2017.

Nuestra acción

El primer semestre de 2017 finalizó con signo positivo para los principales índices europeos y, en particular, para el **Ibex 35** gracias a un entorno macroeconómico más estable en la región. Tras mantener una senda positiva durante todo el periodo, logrando sus máximos anuales a principios de mayo, el Ibex 35 finaliza con una revalorización del 11%, recuperando más de 1.000 puntos durante el periodo.

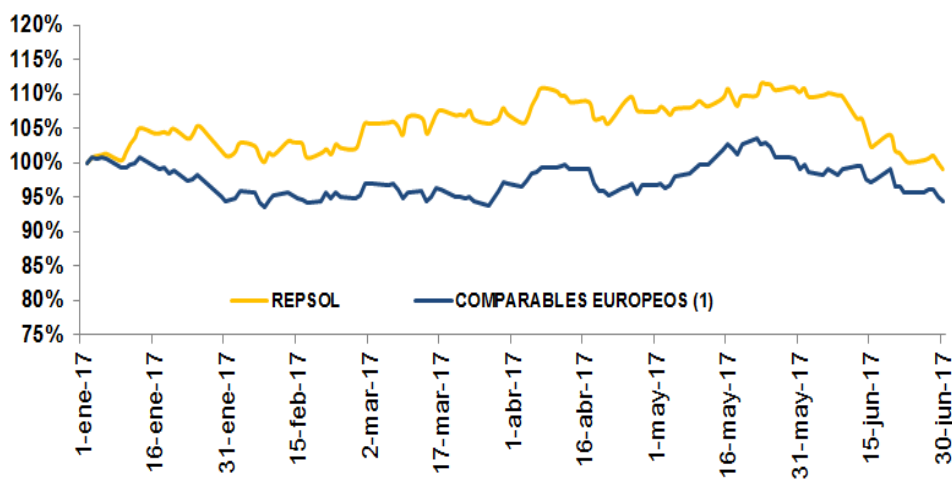
Comportamiento de la acción de Repsol frente al Ibex 35



Fuente: Bloomberg

La acción de Repsol cerró por su parte el primer semestre con un leve descenso del 0,9%. Tanto Repsol como el resto del **sector petrolero europeo**, que en promedio cedió un 6%, se vieron influenciados de forma negativa por la progresiva caída de los precios del crudo durante el periodo.

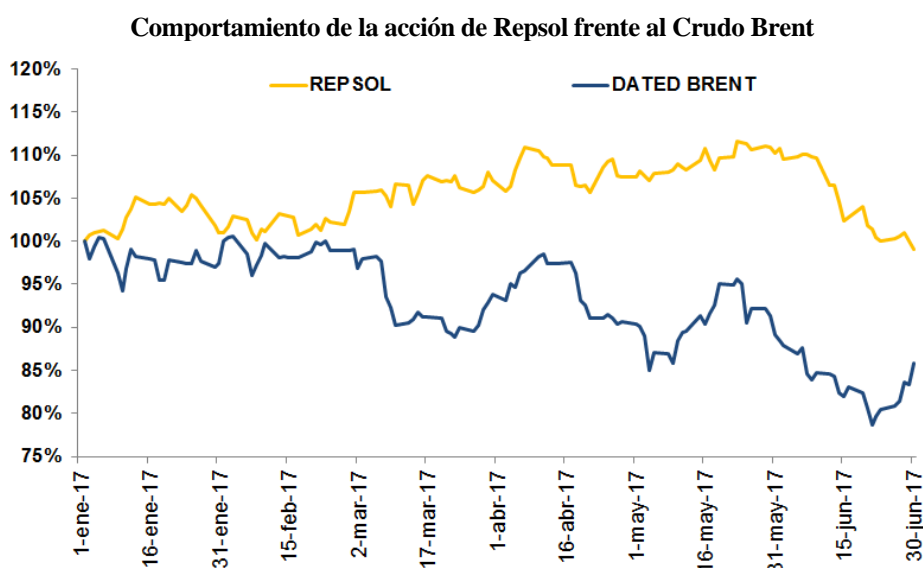
Comportamiento de la acción de Repsol frente al Sector petrolero europeo



Fuente: Bloomberg

(1) Compañías europeas del sector consideradas: BP, Shell, Total, Eni, Statoil, Galp y OMV.

El **crudo Brent**, que cotizaba al inicio del ejercicio por encima de los 56 dólares por barril, ha visto como el aumento de la producción de la OPEP y de la producción no convencional en los Estados Unidos, lo llevaban a cerrar el periodo en el entorno de los 48 dólares por barril, lo que supone una caída del 14% en el semestre.



Fuente: Bloomberg

A continuación el detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante el primer semestre de 2017 y 2016:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	1S 2017	1S 2016
Retribución al accionista (€/acción) ⁽¹⁾	0,335	0,466
Cotización al cierre del periodo ⁽²⁾ (euros)	13,40	11,41
Cotización media del periodo (euros)	14,28	10,26
Precio máximo del periodo (euros)	15,09	11,94
Precio mínimo del periodo (euros)	13,40	8,02
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.496	1.442
Capitalización bursátil al cierre del periodo (millones de euros) ⁽³⁾	20.052	16.451
Valor en libros por acción ⁽⁴⁾	20,01	19,84

⁽¹⁾ La Retribución al Accionista incluye, para cada periodo, los dividendos pagados y el precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita dentro del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”.

⁽²⁾ Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

⁽³⁾ Corresponde al precio de cotización por acción a cierre por el número de acciones en circulación.

⁽⁴⁾ Corresponde al Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante / número de acciones en circulación al cierre del periodo.

5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1. UPSTREAM

Magnitudes, indicadores e inversiones	1S	1S
	2017	2016
Producción neta de líquidos (kbbbl/d)	256	251
Producción neta de gas (kbep/d)	429	454
Total producción neta hidrocarburos (Kbep/d)	685	705
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	46,7	35,1
Precio medio de realización de gas (\$/kscf)	2,9	2,3
Bonos, sondeos secos y gastos generales y de administración ⁽¹⁾	141	65
Inversiones netas ⁽²⁾	921	1.281

⁽¹⁾ Solamente costes directos asignados a proyectos de exploración.

⁽²⁾ Las inversiones brutas del período se distribuyen geográficamente de la siguiente manera:

- Inversión en desarrollo (82% del total de inversiones): Trinidad y Tobago (22%), EE.UU. (19%), UK (9%), Canadá (9%), Argelia (8%), Brasil (7%), Bolivia (5%) y Perú (4%).
- Inversión en exploración (17% del total de inversiones): Colombia (22%), Trinidad&Tobago (12%), Vietnam (9%), Bolivia (9%), Noruega (8%), Argelia (6%), Guyana (5%), Rusia (5%) y Perú (4%).

Resultados	1S	1S	Var.%
	2017	2016	
<i>Millones de euros</i>			
Resultado de las operaciones	503	(79)	737%
Impuesto sobre beneficios	(176)	137	(228%)
Participadas y minoritarios	12	5	140%
Resultado neto ajustado ⁽¹⁾	339	63	438%
Resultados específicos	11	(210)	(105%)
Resultado neto	350	(147)	338%
Tipo Impositivo Efectivo (%)	35	(173)	-
EBITDA	1.666	933	79%

⁽¹⁾ Detalle resultado neto ajustado por área geográfica:

Área geográfica	1S 2017	1S 2016	Var.
Europa, África y Brasil	141	58	143%
Latinoamérica - Caribe	159	172	(8%)
Norteamérica	(25)	(114)	78%
Asia y Rusia	74	19	284%
Exploración y otros	(10)	(72)	88%
Resultado neto ajustado	339	63	438%

Principales acontecimientos del primer semestre 2017

- **Campaña exploratoria:** se ha concluido en el primer semestre de 2017 la perforación de 7 sondeos exploratorios y 3 sondeos *appraisal*, 5 con resultado positivo (3 exploratorios y 2 de *appraisal*) y 5 negativos (todos ellos exploratorios salvo uno de *appraisal*). Al final del semestre se encontraban en curso 2 sondeos exploratorios. Adicionalmente se encontraba suspendido 1 sondeo exploratorio en Rumanía.
- El 4 de enero de 2017 se **reinició la producción en el campo I/R en Libia** (campo compartido entre Bloques NC-186 y NC-115) y el 9 de mayo en el NC-186. El 20 de diciembre de 2016 se había restablecido en *El Sharara* en el bloque NC115 (campos A, M y H). La producción media en el primer semestre de 2017 alcanzó los 177 Kbep/d *gross* (251 Kbep/d *gross* en el mes de Junio), lo que supone una producción neta Repsol de 21,5 Kbep/d en el primer semestre (29,8 Kbep/d en junio).
- El 19 de enero finalizó el **sondeo appraisal PTJ-X5 en Bolivia** en el bloque Patujú (Repsol 48,33%) con resultado negativo.
- El 31 de enero finalizó el **sondeo Mashira 57-18-6X en el bloque 57 en Perú** (Repsol 53,84%) con resultado negativo.
- El 9 de marzo de 2017 se anunció el **descubrimiento en Alaska** con los **sondeos Horseshoe-1 y Horseshoe-1A** que confirman la formación Nanushuk como una de las de mayor potencial de la prolífica zona del *North Slope* de Alaska. Este descubrimiento extiende la formación de Nanushuk en más de 32 km con respecto a los hallazgos realizados hasta el momento. Los recursos contingentes totales se estiman en torno a 1.200 millones de barriles recuperables de crudo ligero. Actualmente se encuentran pendientes de completar los trabajos de delineación que permitan definir el plan de desarrollo, esperándose la puesta en producción a partir de 2022. Repsol participa en este descubrimiento con un 25% siendo Armstrong la compañía operadora.
- El 6 de abril finalizó el **sondeo P-8, situado en el bloque Karabashsky-1 de Rusia** (Repsol 100%), declarado negativo.
- En el primer trimestre de 2017 se puso en producción el **segundo pozo productivo en el campo Lapa** en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de Brasil. Se estima que en la segunda mitad del año se inicie la producción del tercer pozo.
- El 16 de abril finalizó el **sondeo de appraisal PTJ-WX1**, situado en el bloque Patujú de Bolivia (Repsol 48,33% de participación de Repsol), con resultado positivo.

- El 17 de abril se recibió la aprobación del “*Field Development Plan*” (FDP) del proyecto de **desarrollo y puesta en producción del descubrimiento offshore Ca Rong Do (CRD)** en el bloque 07/03 de Vietnam. Con posterioridad, el 26 de abril, Repsol y el resto de socios del proyecto formalizaron la “*Final Investment Decision*” (FID) marcando el inicio de la fase de desarrollo del proyecto cuyo inicio de producción se estima para finales de 2019.
- El 1 de mayo **finalizó el sondeo Stordal-1**, situado en el bloque PL705 de Noruega (Repsol 40%) con resultado negativo.
- El 29 de mayo finalizó el **sondeo Siluro 1B**, situado en el bloque RC-11 de Colombia (Repsol 50%) con resultado negativo.
- El 12 de mayo se anunció la **puesta en producción del campo Shaw en el área MAR** (plataformas Montrose y Arbroath) en el Mar del Norte del Reino Unido. El campo está operado por Repsol Sinopec Resources UK y se enmarca dentro del plan de redesarrollo del área MAR. Este proyecto incluye el desarrollo de dos campos nuevos (Shaw y Cayley), para lo cual se ha instalado una nueva plataforma de producción (BLP) conectada a la plataforma Montrose Alpha. La puesta en producción del campo Cayley se ha iniciado en junio de 2017.
- El 29 de mayo se anunció el acuerdo para adquirir el 60% de participación y la condición de compañía **operadora en los bloques exploratorios onshore Ioannina y Aitoloakarnania en Grecia occidental** de extensión conjunta total de 8.547 km², son parte de la faja plegada de Hellinide y guardan relación con los últimos descubrimientos importantes que se han llevado a cabo en Albania (el descubrimiento Shell Shpirag). El operador actual, Energean, seguirá teniendo un 40 % de participación no operada en ambos bloques. El acuerdo está sujeto a la aprobación por parte del Gobierno griego y la ratificación del acuerdo de concesión de Aitoloakarnania entre Energean y el Gobierno del país.
- El 6 de junio se anunció el **descubrimiento de gas en las aguas de Trinidad y Tobago** con los sondeos *Savannah* y *Macadamia*, situados en East Block, un bloque ubicado dentro de la cuenca de Columbus, al este de la isla de Trinidad, en una lámina de agua de unos 150 metros. Repsol participa en este activo con un 30% (70% restante de BP, compañía operadora del bloque). Se estiman unos recursos de unos 2 billones de pies cúbicos de gas (2 TCF, en sus siglas en inglés), equivalentes a más de dos años del consumo de gas en España.
- Dentro del proyecto de **redesarrollo del campo offshore Kinabalu en Malasia**, donde Repsol es la compañía operadora con el 60%, el 8 de junio se instaló una nueva plataforma de extracción de crudo. Una vez finalice la campaña de perforación de desarrollo, tras los trabajos de conexión y puesta en servicio de la plataforma, se espera que la producción inicial comience durante el segundo semestre de 2017.
- El 16 de junio se anunció el acuerdo entre el Gobierno de Bolivia y Repsol para la entrada en un **nuevo bloque exploratorio (Iñiguazu)** ubicado en el sur del país, donde se encuentran los principales campos productores de gas de Bolivia. El bloque cuenta con una extensión de 644 km², se encuentra en el departamento de Tarija y es colindante con el Área de Caipipendi (Margarita-Huacaya). El bloque está participado por un consorcio formado por Repsol, que será la compañía operadora, YPFB Andina, Shell y PAE.
- El 19 de junio la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) mexicana adjudicó a Repsol **un bloque de exploración en las aguas someras de México** dentro de la Ronda Exploratoria 2. Se trata del Bloque 11, con una superficie total de 533 km², en la cuenca Sureste. Repsol será la compañía operadora con una participación del 60% siendo su socio la compañía Sierra Oil & Gas con un 40%. Con esta adjudicación la compañía obtiene su primer bloque de exploración en México y vuelve a tener presencia en este país después del vencimiento en enero de 2014 del Contrato de Servicios Múltiple en la Cuenca de Burgos.
- El 29 de junio se alcanzó con la compañía rusa **Gazprom Neft un acuerdo por el que ésta adquirió el 25% de la participación de Repsol en la empresa Eurotek Yugra**. Así Repsol y Gazprom Neft gestionarán Eurotek Yugra de forma conjunta. Eurotek Yugra es propietaria de siete licencias en la zona más al oeste de la cuenca de Siberia Occidental (licencias Karabashky 1, 2, 3, 9, 78, 79 y Kileyski). En el marco de este acuerdo se firmó asimismo un memorando de entendimiento para reforzar la colaboración entre ambas compañías en la región de Siberia Occidental, así como para explorar inversiones conjuntas en el área próxima a los activos de Eurotek Yugra.
- En el segundo trimestre de 2017 **se cancelaron anticipadamente** en la cuenca del Algarve en el offshore de Portugal, **las licencias exploratorias** de los bloques 11 (Sapateira) y 12 (Caranguejo). Repsol era la compañía operadora con un 70% en asociación con Partex (30%).
- Tras los estudios realizados sobre su potencial, Repsol acordó con la compañía operadora Armstrong en el segundo trimestre de 2017, la **renuncia anticipada de 19 bloques marginales al norte del área de North Slope en Alaska**.
- También en el segundo trimestre se aprobó el lanzamiento del proyecto de **desarrollo del campo de gas Angelin en BPTT en Trinidad y Tobago**. Se estima que la producción se iniciará en el primer trimestre de 2019.

5.2. DOWNSTREAM

Magnitudes e indicadores operativas

	1S 2017	1S 2016
Capacidad de refino (kbbbl/d)	1.013	998
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896
Resto del mundo	117	102
Índice de conversión (%)	59	59
Crudo procesado (millones de t)	22,6	19,8
Europa	19,8	18,1
Resto del mundo	2,8	1,7
Indicador de margen de refino (\$/Bbl)		
España	6,6	6,4
Perú	5,5	2,7
Número de estaciones de servicio	4.712	4.724
Europa	4.246	4.299
Resto del mundo	466	425
Ventas de productos petrolíferos (kt)	25.071	22.051
Europa	21.794	19.737
Resto del mundo	3.277	2.314
Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.407	1.477
Europa	1.189	1.255
Resto del mundo	218	222
Ventas de GLP (kt)	750	1.052
Europa	740	682
Resto del mundo	10	370
Ventas de gas en Norteamérica (Tbtu)	266	221
GNL regasif. (100%) en Canaport (Tbtu)	9,8	11,7

Resultados e inversiones

Millones de euros	1S 2017	1S 2016	Variación
Resultado operaciones a CCS	1.234	1.229	0,4%
Impuesto sobre beneficios	(301)	(281)	(7,1%)
Participadas y minoritarios	(4)	(14)	71%
Resultado neto ajustado ⁽¹⁾	929	934	(1%)
Efecto Patrimonial	(60)	2	(3.100%)
Resultados específicos	22	108	(80%)
Resultado neto	891	1.044	(15%)
EBITDA	1.518	1.585	(4%)
Inversiones netas ⁽²⁾⁽³⁾	245	(258)	196%
Tipo Impositivo Efectivo (%)	24	23	1%

⁽¹⁾ Detalle resultado neto ajustado por área geográfica:

Área geográfica	1S 2017	1S 2016	Variación
Europa	883	940	(6%)
Resto del mundo	46	(6)	867%
Resultado neto ajustado	929	934	(1%)

⁽²⁾ Inversiones brutas menos desinversiones del período.

⁽³⁾ En 2017 las principales inversiones son para la mejora de la eficiencia energética y en seguridad y medio ambiente, así como por las paradas plurianuales de las refinerías en España y la remodelación del bloque de gasolinas en la refinería de la Pampilla en Perú.

Principales acontecimientos del primer semestre 2017

- En enero, el negocio Químico presentó las **nuevas marcas Repsol Primeva y Repsol Ebantix** para comercialización de su gama de copolímeros de etileno con acetato de vinilo (EVA) y etileno con acrilato de butilo (EBA). Junto con el lanzamiento se presentaron nuevos grados con propiedades mejoradas.
- En marzo, el negocio Químico lanza la gama de poliolefinas para mercado Pharma. Esta nueva gama de especialidades nace bajo la **marca Repsol Healthcare** con el objetivo de suministrar al exigente mercado de la salud confirmando el enfoque de Repsol hacia la diferenciación de productos.
- En abril se ha lanzado una **nueva gama de lubricantes Repsol Moto**, desarrollados en el Centro de Tecnología de Repsol, que supone un hito importante para mantener el liderazgo del mercado español de lubricantes y desarrollar el mercado internacional.
- En mayo se llegó a un acuerdo para la **venta de las instalaciones de canalizado en el territorio peninsular de Portugal** con el grupo Rubis por importe de 8,2 millones de euros. El acuerdo entrará en vigor el 1 de julio.
- En junio se ha puesto a disposición de los clientes de nuestras Estaciones de Servicio la nueva app de **Repsol WAYLET**. Con el lanzamiento de esta aplicación se refuerza la transformación en la que está inmersa la Compañía desde la innovación, la tecnología y el entorno digital.
- En junio, Repsol ha sido galardonado, por segundo año consecutivo, con el premio al **mejor productor de polietileno de alta densidad (PEAD) de Europa**. La entrega tuvo lugar en el encuentro anual de European Plastics Converters (EuPC) y ANAIP (Asociación española de Industriales de Plásticos).

- Durante el primer semestre, Repsol **AutoGas** ha:
 - Alcanzado **diversos acuerdos con marcas líderes en automoción** (Fiat, Grupo PSA, Ssangyong-Subaru, Opel y Grupo Renault Dacia) para promover, mediante acciones conjuntas, la venta de vehículos propulsados por GLP de automoción o AutoGas.
 - Puesto en marcha un **programa de estímulos comerciales para la transformación de vehículos de gasolina a AutoGas**.
 - Seguido apoyando el consumo de **Autogas como carburante alternativo** a través del *Cluster* de Autogas que en junio cuenta con 15 miembros entre los que se encuentran fabricantes de vehículos y componentes e institutos tecnológicos y/o de investigación.
- En Perú, después de la puesta en marcha del módulo de diésel en Refinería La Pampilla, en el ejercicio 2017 se avanza con el **bloque de Gasolinas** de acuerdo a los cronogramas establecidos.
- Durante el primer semestre, y aprovechando las paradas programadas en las refinerías de Bilbao y Cartagena se han llevado a cabo las siguientes **mejoras**:
 - **En Bilbao** se ha invertido en **2 nuevos compresores para la unidad FCC** que reducirán el consumo de combustible para la generación de vapor, en cierres secos en máquinas rotativas para reducir consumos de aceite y en la instalación de nuevos precalentadores de aire en hornos para reducir el consumo de combustible de los mismos.
 - **En Cartagena** se han realizado diversos **proyectos de mejora de eficiencia energética en la unidad de crudo, el Hydrocracker y la unidad de Hidrógeno**, entre los que destacan las modificaciones en el horno reformador de la unidad de Hidrógeno 2, que reducen el consumo específico de combustible para el proceso.

5.3. CORPORACIÓN

Principales acontecimientos del primer semestre 2017

- El 3 de marzo la agencia de calificación crediticia, **Standard & Poor's (S&P)** cambió la perspectiva de “negativa” a “estable” de la deuda a largo plazo de Repsol calificada como BBB-.
- En abril el Comité Ejecutivo Corporativo aprobó un conjunto de **cambios en el equipo directivo** enmarcados dentro del proceso de transformación de nuestra organización. Estos cambios nos permiten avanzar hacia una compañía más flexible y fortalece un modelo de relación más eficiente entre la Corporación y los Negocios. Ha supuesto una simplificación de nuestra estructura organizativa que reduce el número de directivos en 14.
- El 19 de mayo de 2017, la Junta General de Accionistas de Repsol aprobó el **nombramiento como Consejeros** externos independientes de Dña. María Teresa Ballester Fornés, Dña. Isabel Torremocha Ferrezuelo y D. Mariano Marzo Carpio. Todos ellos, por un plazo estatutario de 4 años (más información en el apartado 2).
- El 23 de mayo de 2017 Repsol International Finance B.V. ha completado la **emisión de un bono “verde”** (primero de la compañía y del sector del Oil&Gas), garantizado por Repsol S.A., por importe nominal de 500 millones de euros, vencimiento 2022 y un cupón fijo anual del 0,50%.
- El 16 de mayo la agencia de calificación crediticia, **Fitch**, cambió la perspectiva de “negativa” a “estable” de la deuda a largo plazo calificada como BBB.
- El 20 de junio el Comité Ejecutivo Corporativo ha aprobado el **Plan Global de Sostenibilidad** en el que Repsol **compromete objetivos a 2020** en los seis ejes principales en esta materia (Ética y transparencia; Personas; Operación segura; Gestión de recursos e impactos; Cambio climático e Innovación y tecnología).
- El 22 de junio la agencia de calificación crediticia, **Moody's**, cambió la perspectiva de “negativa” a “estable” de la deuda a largo plazo calificada como Baa2.
- Durante el semestre **Negocios Emergentes**, a través de su actividad de *Corporate Venture Capital*, ha realizado las siguientes inversiones en *start-ups*:
 - **WeSmartPark**: En enero se adquirió el 11,51 % de esta compañía española que gestiona una red de parkings colaborativos.
 - **DriveSmart Technology**: En marzo se adquirió el 15,65% de esta compañía española cuyo objetivo es ser herramienta de referencia para la obtención de métricas de conducción en los vehículos.
 - **Sorbwater Technology**: En mayo se adquirió el 11,29% de esta compañía noruega cuya tecnología se basa en la eliminación de crudo en agua, formando parte del tratamiento de cualquier agua residual.
- El 25 de Julio la agencia de calificación crediticia, **S&P**, cambió la perspectiva de “estable” a “positiva” de la deuda a largo plazo calificada como BBB-.

6. RIESGOS

6.1 FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras.

Los riesgos a los que se enfrenta el Grupo en el segundo semestre de 2017, son los que se detallan en el Informe de Gestión que acompaña a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016. Por tal motivo esta información debe ser leída de manera conjunta con la descripción de los factores de riesgo que se incluye en el Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2016, así como con la Nota 16 “*Gestión de riesgos financieros y del capital*” y 22 “*Deterioro de activos*” de las cuentas anuales correspondientes a dicho ejercicio.

A continuación se muestran de forma resumida los riesgos ya existentes a 31 de diciembre de 2016 y que continúan estando vigentes para el segundo semestre del ejercicio 2017 y, en su caso, cualquier nuevo factor de riesgo identificado en el primer semestre del ejercicio 2017.

Riesgos estratégicos y operacionales

Incertidumbre en el contexto económico actual

En el actual contexto en el que el crecimiento global tiende a asentarse, los riesgos para la estabilidad financiera se han reducido notablemente a corto plazo, pero han tomado relevancia nuevos riesgos, algunos de más largo plazo.

En este sentido, mientras que algunos de los riesgos que figuraban recurrentemente durante los años pasados, como el riesgo de deflación, disminuyen, el cambio en el contexto político que se está materializando en algunas economías desarrolladas abre nuevos interrogantes. Así, el voto en el Reino Unido a favor de su salida de la Unión Europea “*Brexit*” y la victoria de Trump reflejan una mayor polarización de la sociedad y el cuestionamiento del *status quo* de las políticas públicas de los últimos 30 años, en especial del consenso sobre los beneficios de la globalización y de una mayor integración internacional. Un posible giro hacia el proteccionismo en las economías avanzada daría lugar a un menor crecimiento mundial debido a la disminución del comercio internacional y de los flujos transfronterizos de inversión. En todo caso, los resultados de las elecciones en Holanda y Francia han atenuado el movimiento anti europeísta y reducido el riesgo político en la Eurozona.

Además, se mantienen importantes incertidumbres en la economía global derivadas de la dificultad para gestionar varias transiciones económicas que están ocurriendo simultáneamente. En primer lugar, está el necesario giro de China hacia un nuevo modelo de crecimiento, que puede no ser todo lo ordenado que les gustaría a las autoridades, especialmente en un contexto de elevado endeudamiento en ese país. En segundo lugar, la normalización de la política monetaria en EE.UU., que por primera vez había incluido políticas no convencionales. Y en tercer lugar, el ajuste del ciclo de materias primas.

Más allá de los riesgos económicos, la amenaza de actos terroristas y conflictos geopolíticos pueden generar inestabilidad en los mercados. Las investigaciones sobre la conexión de Rusia con el actual gobierno de Trump, amenazan con ser un factor desestabilizante en los mercados. Adicionalmente, han aumentado las tensiones en torno a la península de Corea, y se han deteriorado las relaciones diplomáticas entre Arabia Saudí y Qatar. Al mismo tiempo, persisten importantes tensiones sociales y políticas en Venezuela, mientras que en Brasil un posible caso de corrupción que afecta a su presidente, Michel Temer, dificulta el calendario de reformas.

En cuanto a la cotización del petróleo, el sobreabastecimiento del mercado, que ha presionado a la baja los precios del crudo desde la segunda mitad de 2014, se ha reducido considerablemente y, según la Agencia

Internacional de la Energía (AIE), habría desaparecido en el segundo trimestre de 2017, apuntando a una caída de inventarios sostenida a lo largo de lo que resta de año.

La incertidumbre sobre este escenario gira en torno a tres factores. Primero, la salud de la demanda; segundo, el cumplimiento de los recortes de producción; y, tercero, la recuperación de la oferta en EE.UU. Respecto a la demanda, tanto la evolución y perspectivas económicas como los indicadores adelantados de consumo apuntan a un crecimiento relativamente saludable, con un bajo riesgo de que empeoren las perspectivas actuales. El segundo foco de incertidumbre respecto al balance estimado por la AIE tiene que ver con el cumplimiento de los recortes de producción. Hasta mayo, el cumplimiento medio de los países OPEP sujetos a recortes era del 96%, muy por encima de la media histórica del 75-80%. Es difícil entrever un escenario en el que este cumplimiento se deteriore significativamente, principalmente porque se espera una mejora en los ingresos que se derivan de esta restricción de producción y, de no producirse, corren el riesgo de prolongar la delicada situación económica y profundizar el malestar social y la inestabilidad política. Finalmente, el punto que introduce más incertidumbre en el balance global es la recuperación de la oferta de los no convencionales de esquistos en EE.UU., los cuales han venido mostrando una inesperada fortaleza en el actual contexto de precios.

Cambio climático

Repsol está expuesta a posibles modificaciones del marco regulatorio de las emisiones de gases de efecto invernadero, derivadas tanto de nuestra actividad industrial como del uso de nuestros productos.

Los activos de Repsol están sujetos a riesgos derivados de cambios físicos provocados por el cambio climático, como subidas del nivel del mar, cambios en patrones de precipitación, cambios en temperaturas extremas o sequías e incluso una mayor ocurrencia de fenómenos meteorológicos extremos (ciclones, huracanes, etc.).

Por otro lado, un cambio en las pautas de comportamiento de los consumidores hacia productos menos intensivos en carbono, podrían afectar también a la competitividad de Repsol si no es capaz de adaptarse a estos cambios. Repsol, y la industria del petróleo, están expuestos a corrientes de opinión negativas que pueden afectar al valor de la acción.

Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda, debido a factores ajenos al control de Repsol

En los últimos años el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión que pueden verse alterados como consecuencia del retraso, renegociación, o cancelación de proyectos. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en las actividades de *Upstream*, en materias tales como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales.

De manera análoga, en *Downstream*, las actividades de refino de petróleo y la industria petroquímica, en general, están sometidas a una exhaustiva regulación estatal e intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

Asimismo, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes específicos sobre el beneficio y la producción, y en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a una gran variedad de regulaciones medioambientales y de seguridad en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, tecnologías extractivas, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

Por último, tras la adquisición de Repsol Oil & Gas Canada Inc., la Compañía ha incrementado su actividad en hidrocarburos no convencionales. Desde un punto de vista medioambiental y social, la preocupación por los impactos que la exploración y explotación de este tipo de recursos puedan ocasionar podría llevar a los gobiernos y autoridades a la aprobación de nueva normativa o a la exigencia de nuevos requerimientos para su desarrollo, con el consiguiente impacto en la Compañía.

Riesgos operativos inherentes a las actividades de Repsol

Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream): dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras y suministro de proveedores, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas y su desmantelamiento.

Adicionalmente, los proyectos de exploración son complejos en cuanto a su tamaño y están expuestos a retrasos en la ejecución y desviaciones en los costes inicialmente presupuestados. Además, alguno de los proyectos de desarrollo están localizados en aguas profundas, áreas maduras y en otros entornos difíciles como el Golfo de México, Alaska, el Mar del Norte, Brasil y la Selva Amazónica o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos.

Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)

Las actividades de las áreas de Refino, Química, Trading y producción y distribución de productos derivados del petróleo y del GLP están expuestas a los riesgos inherentes a estas actividades y éstos pueden estar relacionados con las características propias de estos productos (inflamabilidad o toxicidad), su uso (incluido el de los clientes), las emisiones resultantes del proceso productivo (como los gases de efecto invernadero) y materiales y residuos utilizados (residuos peligrosos y la gestión energética y del

agua), que pueden afectar a la salud de las personas, la seguridad y al medio ambiente. Los activos industriales de Repsol (refinerías, plantas regasificadoras, almacenes, puertos, ductos, barcos, camiones cisterna, estaciones de servicio...) están expuestos a accidentes tales como incendios, explosiones, fugas de productos tóxicos, así como incidentes medioambientales contaminantes a gran escala. Estos accidentes pueden causar muertes y lesiones a los empleados, contratistas, residentes de áreas colindantes y clientes, así como daños a los bienes y activos de Repsol y de terceros.

Por otra parte, las actividades de los negocios industriales y comercialización se desarrollan en un mercado altamente competitivo.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

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*)”.

La medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. La estimación de reservas probadas y no probadas de petróleo y gas también estará sujeta a correcciones tanto por errores en la aplicación de las normas publicadas como por el cambio de las mismas.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada.

Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o el resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Adquisiciones, inversiones y enajenaciones

Como parte de la estrategia de Repsol, la Compañía puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. Las adquisiciones e inversiones implican una serie de riesgos, incluyendo posibles efectos adversos en el resultado de explotación de Repsol, riesgos asociados con acontecimientos imprevistos o pasivos relacionados con los activos adquiridos o negocios que pueden no haberse revelado durante los procesos de *due diligence*, dificultades en la asimilación de las operaciones adquiridas, tecnologías, sistemas, servicios y productos, y riesgos resultantes de las condiciones contractuales que surgen como consecuencia de un cambio de control en una empresa adquirida.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida.

El 8 de mayo de 2015 Repsol completó la adquisición del 100% del capital de ROGCI, compañía canadiense dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas. Como en cualquier combinación de negocios, la capacidad de Repsol para alcanzar los beneficios estratégicos que se esperan de la

adquisición dependerá de su capacidad para integrar equipos, procesos y procedimientos, así como para mantener las relaciones con clientes y socios.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos o, incluso, las indemnizaciones podrían devenir incobrables total o parcialmente en caso de insolvencia de los aseguradores. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario abastecerse de otras fuentes de gas natural que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes que, en el caso de que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas están vinculados, implicaría que Repsol no sería capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones tanto de la oferta como de la demanda derivadas de diferentes factores económicos que son la causa de la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las licencias y los precios y la comercialización de productos.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros

posibles litigios en el futuro sobre los que Repsol tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de la Compañía y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas económicas y/o materiales en el futuro por esta causa.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol

Los diversos modelos de cumplimiento y control de la Compañía incluyen controles orientados a detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento. Las conductas indebidas en la gestión o los incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio

La compañía desarrolla sus operaciones en múltiples entornos en los que existen diversos grupos de interés, principalmente comunidades locales de las áreas de influencia de sus operaciones así como organizaciones de la sociedad civil (de ámbito local y nacional), políticas, sindicales y de consumidores, entre otras.

En caso de que los intereses de dichos colectivos se contrapongan a las actividades del Grupo y la interlocución con los mismos no genere los acuerdos necesarios, Repsol podría verse afectado por la publicación de información tendenciosa o manipulada que genere corrientes de opinión contrarias a sus actividades.

Riesgos financieros

Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto el Grupo. Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

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

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico que se miden y controlan por cliente o tercero individual. Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida por operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de la solvencia de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales.

Riesgo de la calificación crediticia

Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez. Véase la tabla de calificaciones crediticias en el apartado 3.2 en el epígrafe “*Calificación crediticia*”.

Riesgos de Mercado

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio: Repsol está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol tiene actividad. Repsol también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras.

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

Riesgo de tipo de interés: El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

6.2 GESTIÓN DEL RIESGO

Durante el primer semestre de 2017, Repsol ha publicado una **revisión de la Política de Gestión de Riesgos del Grupo**. El principal cambio introducido en la misma es una declaración general de tolerancia al riesgo, que establece como principio que la compañía aspira a mantener un perfil de riesgo alineado con una tolerancia al riesgo media-baja, propia de un modelo de negocio de compañía energética global e integrada, presente en toda la cadena de valor y que desarrolla sus actividades de forma diversificada.

Establece asimismo una diferenciación entre aquellos riesgos que la compañía desea mantener dentro de los umbrales de tolerancia y objetivos definidos, que son la mayoría de los riesgos estratégicos, operacionales y financieros propios de su actividad, y aquellos otros que el Grupo quiere evitar, transferir y/o mitigar, minimizando en cualquier caso y por todos los medios su probabilidad de ocurrencia y/o impacto asociado, a través de los procedimientos, recursos y herramientas necesarios habilitados a tal fin, y que son los riesgos de salud, accidentalidad, medioambiente, seguridad, ética y conducta, cumplimiento (incluido el fiscal) y reputación e imagen.

ACERCA DE ESTE INFORME

Este informe ha de ser leído en conjunto con los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2017 del Grupo Repsol. Los usuarios del mismo han de tener presente que la información prospectiva, contenida en los diferentes apartados de este documento, refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo, los cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables, sin que pueda considerarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad, en el sentido de que tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidos a numerosos riesgos e incertidumbres que no implican que el desarrollo futuro del Grupo tenga por qué coincidir con el inicialmente previsto. Los riesgos e incertidumbres principales se describen en el apartado 6.1 “*Factores de Riesgo*”.

Para la elaboración de este informe se ha tomado en consideración las recomendaciones contenidas en la “*Guía para la elaboración del Informe de Gestión de las entidades cotizadas*”, que la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) publicó en 2013.

ANEXO I: MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO

La información financiera de Repsol contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de Reporting del Grupo¹ denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR). Las MAR se consideran magnitudes “ajustadas” respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con NIIF-UE o con la Información de las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos², y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias pero no sustitutivas de éstas.

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

Para información adicional, véase <https://www.repsol.es>

1. Medidas del rendimiento financiero

Resultado neto ajustado

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

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los correspondientes a negocios conjuntos³ y otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

El **Resultado neto ajustado** se calcula como el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición** (“*Current Cost of Supply*” o CCS⁴) neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos (**Resultados específicos**), ni el denominado **Efecto patrimonial**. El **Resultado financiero** se asigna al Resultado neto ajustado en “*Corporación y otros*”.

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

¹ Véase la Nota 2.6 “*Información por segmentos de negocio*” de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2017.

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

³ Véase la Nota 4.2 “*Inversiones contabilizadas por el método de la participación*” de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2017 donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

⁴ El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios *Downstream* que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. Como consecuencia de lo anterior, el resultado neto ajustado no incluye el denominado *Efecto Patrimonial*.

Efecto patrimonial

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

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

Resultados específicos

Partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Incluye plusvalías/minusvalías por desinversiones, costes de reestructuración de personal, deterioros y provisiones para riesgos y gastos. Los Resultados específicos se presentan netos de impuestos y minoritarios. En el apartado 4.1 “*Resultados y flujo caja*” se incluyen los Resultados específicos del primer semestre de 2017 y 2016. A continuación se presentan los Resultados específicos del segundo trimestre de 2016 y 2017.

<i>Millones de euros</i>	Segundo trimestre							
	Upstream		Downstream		Corporación		TOTAL	
	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016	2T 2017	2T 2016
Desinversiones	3	(10)	1	201	1	-	5	191
Reestructuración plantillas	(9)	(37)	(4)	(129)	(21)	(150)	(34)	(316)
Deterioros	2	(9)	-	-	-	-	2	(9)
Provisiones y otros	57	(116)	6	(12)	(21)	(37)	42	(165)
TOTAL	53	(172)	3	60	(41)	(187)	15	(299)

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

	Primer semestre											
	AJUSTES											
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Resultado de explotación	1.613 ⁽¹⁾	997 ⁽¹⁾	(221)	(108)	(49)	(219)	(86)	8	(356)	(319)	1.257	678
Resultado financiero	(229)	(262)	39	84	5	(18)	-	-	44	66	(185)	(196)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	135	206	88	6	-	-	-	-	88	6	223	212
Resultado antes de impuestos	1.519	941	(94)	(18)	(44)	(237)	(86)	8	(224)	(247)	1.295	694
Impuesto sobre beneficios	(376)	(4)	94	18	34	(45)	22	(3)	150	(30)	(226)	(34)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.143	937	-	-	(10)	(282)	(64)	5	(74)	(277)	1.069	660
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(17)	(20)	-	-	-	2	4	(3)	4	(1)	(13)	(21)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	1.126	917	-	-	(10)	(280)	(60)	2	(70)	(278)	1.056	639

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

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

	Segundo trimestre											
	AJUSTES											
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Resultado de explotación	671 ⁽¹⁾	437 ⁽¹⁾	(96)	(83)	37	(241)	(199)	223	(258)	(101)	413	336
Resultado financiero	(74)	(185)	8	87	1	(40)	-	-	9	47	(65)	(138)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	62	95	21	(42)	-	-	-	-	21	(42)	83	53
Resultado antes de impuestos	659	347	(67)	(38)	38	(281)	(199)	223	(228)	(96)	431	251
Impuesto sobre beneficios	(154)	6	67	38	(23)	(20)	50	(56)	94	(38)	(60)	(32)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	505	353	-	-	15	(301)	(149)	167	(134)	(134)	371	219
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(9)	(8)	-	-	-	2	5	(8)	5	(6)	(4)	(14)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	496	345	-	-	15	(299)	(144)	159	(129)	(140)	367	205

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

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

EBITDA:

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

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

	Primer semestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Upstream	1.666	933	(642)	(420)	-	-	1.024	513
Downstream	1.518	1.585	(5)	(4)	-	-	1.513	1.581
Corporación y otros	(76)	(101)	-	3	-	-	(76)	(98)
EBITDA	3.108	2.417	(647)	(421)	-	-	2.461	1.996
EBITDA a CCS	3.194	2.409	(647)	(421)	(86)	8	2.461	1.996

	Segundo trimestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Upstream	745	529	(251)	(238)	-	-	494	291
Downstream	557	914	(3)	(3)	-	-	554	911
Corporación y otros	(38)	(53)	(8)	7	-	-	(46)	(46)
EBITDA	1.264	1.390	(262)	(234)	-	-	1.002	1.156
EBITDA a CCS	1.463	1.167	(262)	(234)	(199)	223	1.002	1.156

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

ROACE:

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

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

	1S 17	1S 16		
NUMERADOR (Millones de euros)				
Resultado de explotación (NIIF-UE)	1.257	678		
Reclasificación de negocios conjuntos	221	108		
Resultados específicos	49	219		
Impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(420)	(108)		
Resultado entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	135	206		
I. Resultado ROACE a coste medio ponderado	1.242	2.486 ⁽²⁾	1.103	2.142 ⁽²⁾
DENOMINADOR (Millones de euros)				
Total Patrimonio Neto	30.183		28.822	
Deuda Financiera Neta	7.477		11.709	
Capital empleado a final del periodo	37.660		40.531	
II. Capital empleado medio ⁽³⁾	38.458		40.617	
ROACE (I/II)	6,5		5,3	

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

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

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

2. Medidas de caja

Flujo de caja libre, caja generada y liquidez:

Las dos principales medidas utilizadas por parte de la Dirección del Grupo para evaluar la generación de caja del periodo son el **Flujo de caja libre** y la **Caja generada**.

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

La **Caja generada** corresponde con el **Flujo de caja libre** una vez deducidos tanto los pagos por dividendos, remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio como los intereses netos y pagos por leasing y autocartera. Esta MAR mide los fondos generados por la Compañía antes de operaciones financieras (principalmente emisiones y cancelaciones).

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

	Primer semestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	2.175	1.772	(93)	(171)	2.082	1.601
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(1.232)	(997)	114	255	(1.118)	(742)
Flujo de caja libre (I+II)	943	775	21	84	964	859
Caja generada	272	57	25	86	297	143
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(919)	(1.099)	(15)	17	(934)	(1.082)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	24	(324)	6	101	30	(223)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	4.918	2.769	(231)	(321)	4.687	2.448
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4.942	2.445	(225)	(220)	4.717	2.225

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

	Segundo trimestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.458	829	(55)	(130)	1.403	699
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(635)	(255)	57	128	(578)	(127)
Flujo de caja libre (I+II)	823	574	2	(2)	825	572
Caja generada	688	421	5	-	693	421
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	154	(894)	16	39	170	(855)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	977	(320)	18	37	995	(283)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	3.965	2.765	(243)	(257)	3.722	2.508
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4.942	2.445	(225)	(220)	4.717	2.225

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

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

	Primer semestre					
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos		NIIF-UE	
	Jun -17	Dic-16	Jun -17	Dic-16	Jun -17	Dic-16
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.942	4.918	(225)	(231)	4.717	4.687
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	2.814	4.429	-	-	2.814	4.429
Liquidez	7.756	9.347	(225)	(231)	7.531	9.116

Inversiones netas de explotación:

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

	Primer semestre					
	Inversiones netas de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Upstream	921	1.281	(183)	(376)	738	905
Downstream	245	(258)	-	(1)	245	(259)
Corporación y otros	8	15	8	(20)	16	(5)
TOTAL	1.174⁽²⁾	1.038	(175)	(397)	999	641

	Segundo trimestre					
	Inversiones netas de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Upstream	466	643	(82)	(198)	384	445
Downstream	154	(344)	0	1	154	(343)
Corporación y otros	10	30	7	(11)	17	19
TOTAL	630⁽²⁾	329	(75)	(208)	555	121

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

⁽²⁾ Las inversiones brutas de explotación del primer semestre y segundo trimestre de 2017 ascienden a 1.201 y 664 millones de euros, respectivamente.

3. Medidas de la situación financiera

Deuda y ratios de situación financiera:

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

	Deuda Neta			Reclasif. negocios conjuntos ⁽¹⁾			Magnitud según balance NIIF-UE		
	Jun-17	Dic-16	Jun-16	Jun-17	Dic-16	Jun-16	Jun-17	Dic-16	Jun-16
Activo no corriente									
Instrumentos financieros no corrientes ⁽²⁾	379	424	98	692	657	609	1.071	1.081	707
Activo corriente									
Otros activos financieros corrientes	44	52	30	1.187	1.228	1.231	1.231	1.280	1.261
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.942	4.918	2.447	(225)	(231)	(222)	4.717	4.687	2.225
Pasivo no corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros no corrientes	(8.831)	(9.540)	(10.688)	192	58	54	(8.639)	(9.482)	(10.634)
Pasivo corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros corrientes	(4.090)	(4.085)	(3.719)	(2.719)	(2.824)	(2.707)	(6.809)	(6.909)	(6.426)
Partidas no incluidas en balance									
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex tipo de cambio ⁽⁴⁾	79	87	123	-	-	-	79	87	123
DEUDA NETA	(7.477)	(8.144)	(11.709)				(8.350)	(9.256)	(12.744)

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la financiación neta del Grupo Repsol Sinopec Brasil desglosada en los siguientes epígrafes:

Junio 2016: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 16 millones de euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.780 millones de euros, minorado en 366 millones de euros por préstamos con terceros).

Diciembre 2016: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 43 millones de Euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.942 millones de euros, minorado en 344 millones de euros por préstamos con terceros)

Junio 2017: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 17 millones de euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.724 millones de euros, minorado en 368 millones de euros por préstamos con terceros).

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

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

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

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

	Deuda Bruta			Reclasif. negocios conjuntos			Magnitud según balance NIIF-UE		
	Jun-17	Dic-16	Jun-16	Jun-17	Dic-16	Jun-16	Jun-17	Dic-16	Jun-16
Pasivos financieros corrientes	(4.059)	(4.061)	(3.675)	(2.719)	(2.824)	(2.708)	(6.778)	(6.885)	(6.383)
Valoración neta a mercado de derivados financieros de tipo de cambio corrientes	1	7	(22)	-	-	-	1	7	(22)
Deuda Bruta corriente	(4.058)	(4.054)	(3.697)	(2.719)	(2.824)	(2.708)	(6.777)	(6.878)	(6.405)
Pasivos Financieros no corrientes	(8.752)	(9.452)	(10.567)	192	57	55	(8.560)	(9.395)	(10.512)
Deuda Bruta no corriente	(8.752)	(9.452)	(10.567)	192	57	55	(8.560)	(9.395)	(10.512)
DEUDA BRUTA	(12.810)	(13.506)	(14.264)	(2.527)	(2.767)	(2.653)	(15.337)	(16.273)	(16.917)

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

El **Apalancamiento** corresponde a la **Deuda Neta** dividida por el **Capital empleado** a cierre del periodo. Este ratio sirve para determinar la estructura financiera y el nivel de endeudamiento relativo sobre el capital aportado por los accionistas y entidades que proporcionan financiación. Es la principal medida para evaluar y comparar con otras compañías de Oil & Gas la situación financiera de la compañía.

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

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

La **Cobertura de intereses** se calcula como los **intereses de la deuda** (que se compone de los ingresos y los gastos financieros) divididos por el **EBITDA**. Este ratio es una medida que permite determinar la capacidad de la compañía para atender los pagos por intereses con su **EBITDA**.

Millones de euros	Primer semestre					
	Modelo Reporting del Grupo		Reclasif. Negocios Conjuntos		Magnitud según Balance NIIF - UE	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Intereses	183	224	(34)	(35)	149	189
EBITDA	3.108	2.417	(647)	(421)	2.461	1.996
Cobertura de intereses	5,9%	9,3%			6,1%	9,5%

Millones de euros	Segundo trimestre					
	Modelo Reporting del Grupo		Reclasif. Negocios Conjuntos		Magnitud según Balance NIIF - UE	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Intereses	89	109	(16)	(18)	73	91
EBITDA	1.264	1.390	(262)	(234)	1.002	1.156
Cobertura de intereses	7,0%	7,8%			7,2%	7,9%

ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS

			PETRÓLEO				GAS		ELECTRICIDAD
			Litros	Barriles	Metros cúbicos	tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos	kWh
PETRÓLEO	1 barril ⁽¹⁾	bbbl	158,99	1	0,16	0,14	162,60	5.615	1,7x10 ⁶
	1 metro cúbico ⁽¹⁾	m ³	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481	10.691,5
	1 tonelada equivalente petróleo ⁽¹⁾	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911	12.407,4
GAS	1 metro cúbico	m ³	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32	10,35
	1.000 pies cúbicos=1,04x10 ⁶ Btu	ft ³	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000	293,1
ELECTRICIDAD	1 megawatio hora	MWh	93,53	0,59	0,10	0,08	96,62	3.412,14	1.000

⁽¹⁾ Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

			Metro	Pulgada	Pie	Yarda
LONGITUD	Metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	Pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	Pie	ft	0,305	12	1	0,333
	Yarda	yd	0,914	36	3	1

			Kilogramo	Libra	Tonelada
MASA	Kilogramo	kg	1	2,2046	0,001
	Libra	lb	0,45	1	0,00045
	Tonelada	t	1.000	22.046	1

			Pie cúbico	Barril	Litro	Metro cúbico
VOLUMEN	Pie cúbico	ft ³	1	0,1781	28,32	0,0283
	Barril	bbbl	5.615	1	158,984	0,1590
	Litro	l	0,0353	0,0063	1	0,001
	Metro cúbico	m ³	35,3147	6,2898	1.000	1

Término	Descripción	Término	Descripción	Término	Descripción
bbbl / bbbl/d	Barril/ Barril al día	kbbl	Mil barriles de petróleo	Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbbl/d	Mil barriles de petróleo por día	Mscf/d	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcm	Mil millones de metros cúbicos	kbep	Mil barriles de petróleo equivalentes	kscf/d	Mil pies cúbicos estándar por día
bep	Barril equivalente de petróleo	kbep/d	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	MW	Millón de watos
Btu/MBtu	<i>British thermal unit</i> / Btu/millones de Btu	km²	Kilómetro cuadrado	MWh	Millón de watos por hora
GLP	Gas Licuado de Petróleo	Kt/Mt	Mil toneladas/Millones de toneladas	TCF	Trillones de pies cúbicos
GNL	Gas Natural Licuado	Mbbl	Millón de barriles	tep	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatos por hora	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD / Dólar / \$	Dólar americano