

INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO 2016

Correspondiente al primer semestre del ejercicio 2016



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

ÍNDICE

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO	3
2. ENTORNO MACROECONÓMICO	6
3. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	10
3.1. RESULTADOS Y FLUJO DE CAJA	10
3.2. SITUACIÓN FINANCIERA.....	15
3.3. RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	17
4. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS	20
4.1. UPSTREAM.....	20
4.2. DOWNSTREAM	22
4.3. GAS NATURAL FENOSA.....	24
4.4. CORPORACIÓN	24
5. GESTIÓN DEL RIESGO.....	25
5.1. RIESGOS ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES	25
5.2. RIESGOS FINANCIEROS	30
ACERCA DE ESTE INFORME.....	32
ANEXO I: MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO.....	33
TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS	43

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

En 2016, tras la adquisición de Talisman Energy Inc. (hoy Repsol Oil & Gas Canada Inc, y en adelante “ROGCI”) y la publicación del nuevo Plan Estratégico 2016-2020, Repsol continúa con el **proceso de transformación** que se materializa a través de programas de eficiencia y sinergias, desinversiones en activos no estratégicos y reducción de la inversión, todo ello con el objetivo de hacer frente a un entorno de bajos precios y de incertidumbre sobre algunas dinámicas de mercado.

RESULTADOS¹

<i>Millones de euros</i>	1S 2016	1S 2015	Variación
Upstream	63	(238)	126%
Downstream	934	973	(4%)
Gas Natural Fenosa	195	227	(14%)
Corporación y ajustes	(275)	278	(199%)
Resultado Neto Ajustado	917	1.240	(26%)
Efecto patrimonial	2	(57)	104%
Resultados Específicos	(280)	(130)	(115%)
Resultado Neto	639	1.053	(39%)

En el primer semestre de 2016, en un contexto caracterizado por los bajos precios del crudo y del gas, por la reducción de márgenes en los negocios de refino, por una climatología inusualmente suave en el hemisferio norte y por la elevada volatilidad en los mercados, el **Resultado Neto Ajustado** ha ascendido a 917 millones de euros. En la comparación con los resultados del mismo periodo del año anterior se observa una significativa mejora de los resultados en los negocios *Upstream*, que continúan con la implantación de medidas de eficiencia y reducción de costes e inversiones al tiempo que aumentan su producción, que compensa parcialmente los menores resultados de la *Corporación*, fundamentalmente por la ausencia en este periodo de las excepcionales ganancias por tipo de cambio que se obtuvieron en 2015, y de *Downstream*, fundamentalmente por los menores márgenes en el negocio de Refino.

El **Resultado Neto**, 639 millones de euros, se ha visto negativamente impactado por ciertos Resultados específicos del periodo: los costes extraordinarios para hacer frente a las reestructuraciones de plantillas que se desarrollan en el marco de los programas de eficiencia y los efectos de la devaluación en Venezuela, solo parcialmente compensados por las plusvalías generadas en desinversiones en negocios de GLP, gas canalizado y nuevas energías. En el apartado 3 se incluye un análisis más detallado del resultado del semestre.

OTROS ACONTECIMIENTOS

Como parte de la **gestión activa del portfolio** durante el primer semestre del ejercicio 2016:

- Se ha alcanzado un acuerdo para la venta del negocio de GLP en Ecuador y Perú a la operadora internacional sudamericana Abastible. En junio se ha completado la venta del negocio en Perú por 236 millones de euros, que ha generado una plusvalía de 81 millones de euros después de impuestos;
- Se ha vendido el negocio eólico en el Reino Unido al grupo chino SDIC Power por 265 millones de euros, obteniendo una plusvalía de 100 millones de euros después de impuestos;

¹ 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 3 “*Resultados por segmentos*” de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016. En el Anexo I de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE. 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*”.

- Adicionalmente, en el marco de los acuerdos alcanzados en 2015 para la venta del negocio de gas canalizado en España, Repsol Butano, S.A. ha vendido a Redexis Gas, S.A. instalaciones por 119 millones de euros, generando una plusvalía de 71 millones de euros después de impuestos.

Durante 2016 Repsol ha continuado con su política de **prudencia financiera** que le ha permitido mantener la calificación crediticia del Grupo. Asimismo, la **deuda financiera neta** al final del semestre es de 11.709 millones de euros, inferior a la de diciembre de 2015 a pesar de haber hecho frente al pago de dividendos en enero. Esta evolución se explica por los 775 millones de euros de caja libre generada en el periodo incluso en un duro contexto de precios.

La sociedad mantiene el **esquema retributivo 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 permite a los accionistas optar por percibir su remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo.

En cuanto a la **evolución en bolsa**, la acción de Repsol cerró el semestre con una revalorización del 12,7%, teniendo durante el semestre un comportamiento marcadamente superior al del Ibex-35 y en línea con el del resto del sector del *Oil & Gas* europeo.

Durante el primer semestre han continuado las actuaciones necesarias para materializar la **reducción de plantilla** anunciada en el Plan Estratégico 2016-2020 de aproximadamente 1.500 empleados. En junio se ha firmado el acuerdo para posibilitar los procesos de ajuste en España, teniendo en cuenta el compromiso adquirido para abordar el redimensionamiento de forma responsable y consensuada. También se ha dimensionado la plantilla de países, principalmente en EEUU y Canadá.

Por último, hay que destacar que Repsol mantiene su **compromiso con la seguridad y el medioambiente**. Respecto a la accidentabilidad personal, a pesar de que el Índice de Frecuencia (IF) se ha incrementado respecto al dato del primer semestre de 2015, el Índice de Frecuencia Total (IFT)¹ ha disminuido. Respecto al medioambiente, durante el primer semestre de 2016 se han realizado acciones de mejora en nuestras instalaciones que, además de reducir sus consumos energéticos, han supuesto una reducción de emisiones de 145.000 toneladas de CO₂ en condiciones operativas equivalentes.

¹ 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 2016	1S 2015	Entorno macroeconómico	1S 2016	1S 2015
Resultados			Brent (\$/bbl) medio	39,8	57,8
EBITDA CCS	2.409	2.471	WTI (\$/bbl) medio	39,8	53,3
Resultado neto ajustado	917	1.240	Henry Hub (\$/MBtu) medio	2,0	2,8
Resultado neto	639	1.053	Algonquin (\$/Mbtu) medio	2,9	6,9
Beneficio por acción (€/acción)	0,44	0,73	Tipo de cambio (\$/€) medio	1,12	1,12
Capital empleado ⁽²⁾⁽⁵⁾	40.531	40.702			
ROACE (%) ⁽³⁾	5,3	3,0	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	1S 2016	1S 2015
Situación financiera			Upstream		
Flujo de caja libre ⁽⁴⁾	775	(8.023)	Producción neta de líquidos (kbbbl/d)	251	168
Deuda financiera neta ⁽⁵⁾	11.709	11.934	Producción neta de gas (kbep/d)	454	273
Deuda financiera neta / EBITDA CCS (x veces)	2,43	2,68	Producción neta de hidrocarburos (kbep/d)	705	440
Deuda financiera neta / Capital empleado (%) ⁽⁵⁾	28,9	29,3	Precios medios de realización de crudo (\$/bbl)	35,1	51,1
Retribución a nuestros accionistas			Precios medios de realización de gas (\$/kscf)	2,3	3,1
Retribución al accionista (€/acción)	0,466	0,472	EBITDA	933	903
			Resultado neto ajustado	63	(238)
			Inversiones netas ⁽¹⁰⁾	1.281	9.649
Indicadores bursátiles ⁽¹⁾	1S 2016	1S 2015	Downstream		
Cotización al cierre del periodo (€)	11,41	15,75	Capacidad de refinado (kbbbl/d)	998	998
Cotización media del periodo (€)	10,26	16,97	Índice de conversión en España (%)	63	63
Capitalización bursátil al cierre	16.451	21.651	Indicador de margen de refinado España (\$/bbl)	6,4	8,9
Otros indicadores	1S 2016	1S 2015	Ventas de productos petrolíferos (kt)	22.051	22.721
Personas			Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.477	1.424
Plantilla ⁽⁶⁾	26.944	28.277	Ventas de GLP (kt)	1.052	1.230
Nuevos empleados ⁽⁷⁾	1.308	4.866	Ventas de gas en Norteamérica (TBtu)	220,8	164,2
Seguridad y medioambiente			EBITDA CCS	1.577	1.743
Índice Frecuencia de accidentes ⁽⁸⁾	0,82	0,77	Resultado neto ajustado	934	973
Índice Frecuencia Total de accidentes ⁽⁹⁾	1,74	2,04	Inversiones netas ⁽¹⁰⁾	(258)	283
Reducción de emisiones de CO ₂ (miles de tn)	145	100	Gas Natural Fenosa		
			Resultado neto ajustado	195	227

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

(2) Capital empleado de operaciones continuadas.

(3) El ROACE correspondiente al primer semestre de 2016 ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo y el correspondiente al ejercicio 2015 se corresponde con su dato real anual.

(4) Corresponde al flujo de caja de las actividades de explotación más el flujo de caja de las actividades de inversión. En 2015 incluye la inversión en la combinación de negocios de ROGCI (ver nota 4.1 de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016).

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

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

(7) Se ha modificado el criterio de reporting alineándolo con el dato reportado en el Informe de Gestión Consolidado del ejercicio 2015. Este criterio considera únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. El % de empleados fijos entre las nuevas incorporaciones correspondiente al primer semestre de 2016 y 2015 asciende al 44% y 72% respectivamente.

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

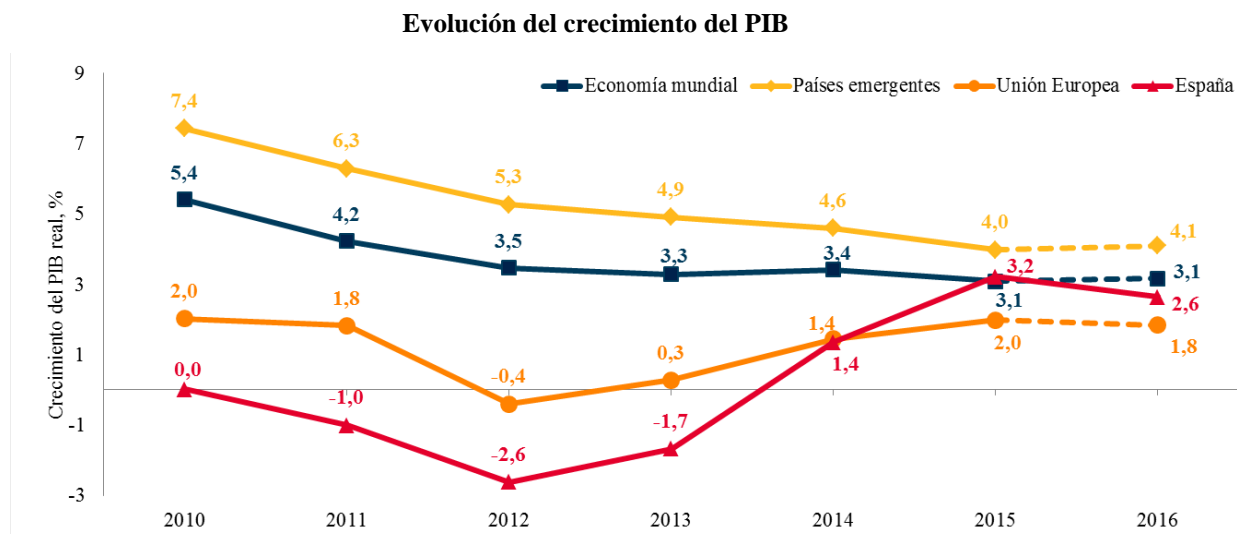
(9) Índice de frecuencia total integrado (IFT): número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumulados en el año, por cada millón de horas trabajadas.

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

2. ENTORNO MACROECONÓMICO

EVOLUCIÓN ECONÓMICA RECIENTE

Después de que la economía mundial creciera un 3,1% en 2015, la tasa más lenta desde 2009, y de un episodio de mayor inestabilidad a inicios de 2016, en los meses recientes la actividad parece estabilizarse en ritmos similares a los del año previo. En general las economías desarrolladas mantienen una recuperación sólo gradual ante la necesidad de desapalancamiento y el actual contexto de incertidumbre e inestabilidad financiera que lastra las decisiones de consumo e inversión. En las economías emergentes la tendencia de clara desaceleración de los últimos años, agravada por la caída de los precios de las materias primas, se ha frenado este 2016.



Fuente: FMI (WEO JULIO 2016) y Dirección de Estudios de Repsol

Por regiones, la Eurozona ha mantenido un crecimiento moderado, apoyado en la gradual mejora del empleo y en la política monetaria expansiva del Banco Central Europeo (BCE). En España el avance de la actividad sigue sorprendiendo positivamente, como consecuencia de la favorable evolución del empleo, de modo que el crecimiento en 2016 podría estar ligeramente por encima del 3,0%, superando las previsiones del Fondo Monetario Internacional (WEO julio 2016) que sitúa el crecimiento en el 2,6% para 2016. Sin embargo, al mismo tiempo se comienza a observar el agotamiento de algunos factores favorables, como la depreciación del euro o los menores precios del crudo, lo que redundará en una moderación gradual del crecimiento.

Mientras, en EE.UU. el crecimiento ha sido menor del esperado, especialmente durante el primer trimestre (1,1% trimestral anualizado), ante el lastre de un dólar más fuerte y la caída en la inversión del sector energético. Y aunque los datos de alta frecuencia apuntan a una evolución más favorable, persisten importantes riesgos.

En este contexto, la Reserva Federal de EE.UU. (FED) ha ido posponiendo la esperada normalización de sus tipos de interés, mientras que el BCE amplió los estímulos monetarios, incluyendo los bonos corporativos en su programa de compras.

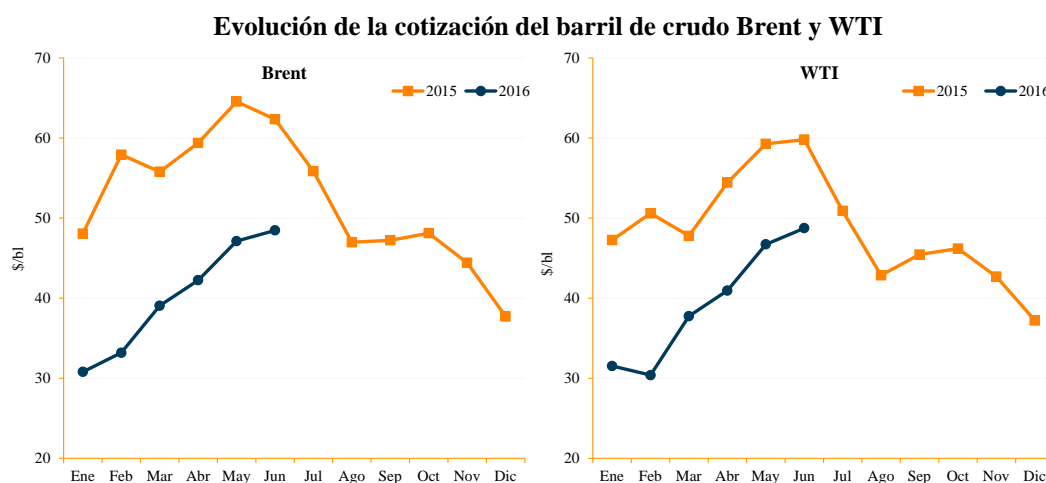
Ante este impulso de los bancos centrales y cierta recuperación del precio del crudo, la mayoría de economías emergentes han visto aliviada su desaceleración. A ello también ha contribuido la dinámica de la economía china. Así, la complejidad del proceso de reequilibrio de China y las dudas en torno a la salud de su economía dieron lugar en 2015 e inicios de 2016 a un aumento de la incertidumbre a nivel global, con consecuencias negativas sobre los flujos comerciales y los mercados financieros

internacionales. Sin embargo, durante los primeros meses de 2016 el crecimiento de China se estabilizó gracias a mayores estímulos, especialmente gasto en infraestructura, disipándose el miedo a un aterrizaje brusco a corto plazo. Por otro lado, otros países emergentes importantes, como Brasil y Rusia, que se encuentran en profunda recesión, parecen haber tocado suelo, mientras que India sigue sorprendiendo positivamente al mantener tasas de crecimiento muy elevadas.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Crudo – Brent

En lo que se refiere al primer semestre de 2016, las cotizaciones tanto del Brent como del WTI han seguido un perfil predominantemente al alza, aunque no exento de volatilidad. Después de los mínimos de enero, cuando el mercado de físico del Brent alcanzó un mínimo de trece años (20 de enero) de 26,39 \$/bbl, el precio del crudo europeo alcanzó los 51,33 \$/bbl a principio de junio. En media el primer semestre se sitúa en los 39,8 \$/bbl, lo que implica una caída del precio del 31% respecto al mismo periodo de 2015.

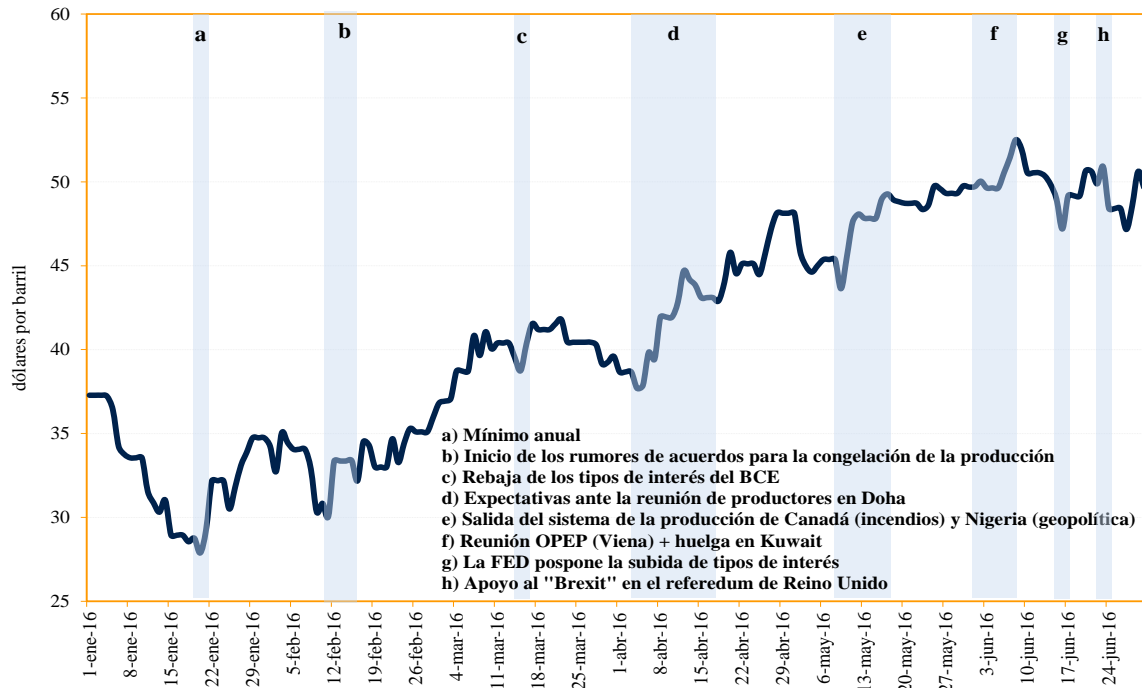


Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

Entre los factores alcistas que han impulsado los precios se encuentran: la reducción de la producción de la región de la no-OPEP, siendo particularmente significativa la contracción en los no convencionales de esquistos de EE.UU.; un comportamiento sólido de la demanda global que sigue viendo impulsado su crecimiento por el entorno de precios bajos; diversos hechos geopolíticos (Nigeria, Kuwait y Kurdistán iraquí) y desastres naturales (Canadá) que han sacado una cantidad importante de barriles del sistema; en definitiva, el sentimiento del mercado ha cambiado respecto a inicios del año debido a la constatación de que el desequilibrio entre la oferta y la demanda existente en el mercado a lo largo de la segunda mitad de 2014 y todo 2015 se ha ido reduciendo. Incluso la Agencia Internacional de la Energía apunta, en su informe mensual de junio sobre el mercado del petróleo, que para la segunda mitad del año el nivel de demanda y de oferta global alcanzaría el equilibrio, es decir: nula acumulación de inventarios.

Entre los factores que le han introducido volatilidad al mercado se encuentran: la inacción de la OPEP ante la sobreoferta del mercado, sobre todo tras las reuniones de Doha (17 de abril) y Viena (2 de junio) en la cual no llegaron a un consenso para congelar su nivel de oferta, en máximos históricos; la incertidumbre sobre una potencial subidas de tipos de interés por parte de la FED; y la cada vez más inquietante situación en Reino Unido respecto al referéndum sobre su permanencia en la Unión Europea (*Brexit*), que alcanzó un clímax el 23 de junio tras la mayoría de votos a favor de la salida. Todos estos factores han tenido a lo largo del semestre efectos bajistas puntuales, que sin embargo no han sido suficientes para revertir la tendencia alcista de los precios.

Principales hitos que han marcado la evolución de la cotización del barril de crudo Brent en el primer semestre de 2016

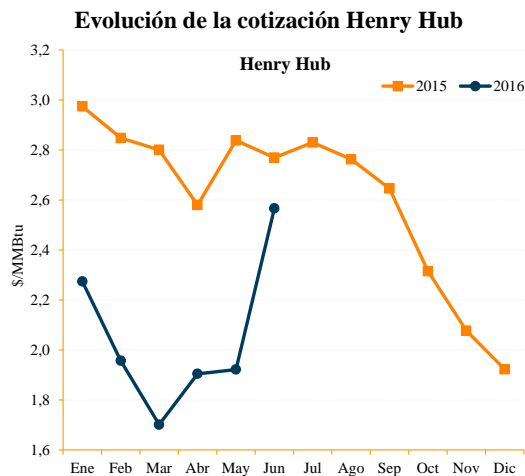


Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol

Gas Natural – Henry Hub (HH)

En lo que respecta al gas natural estadounidense, el precio de contado del HH se situó en los 2,0 \$/MBtu (hasta el 28 de junio) durante el primer semestre de 2016, un 27% por debajo del precio medio registrado en el mismo semestre del año anterior (2,8 \$/MBtu).

Durante los tres primeros meses del año, el precio describió una tendencia a la baja ante la persistencia de un balance laxo caracterizado por elevados niveles de producción y de inventarios. Sin embargo, durante los meses de mayo y junio el precio repuntó ante indicios de una posible caída sostenida de la producción y las previsiones sobre aumentos de temperaturas.



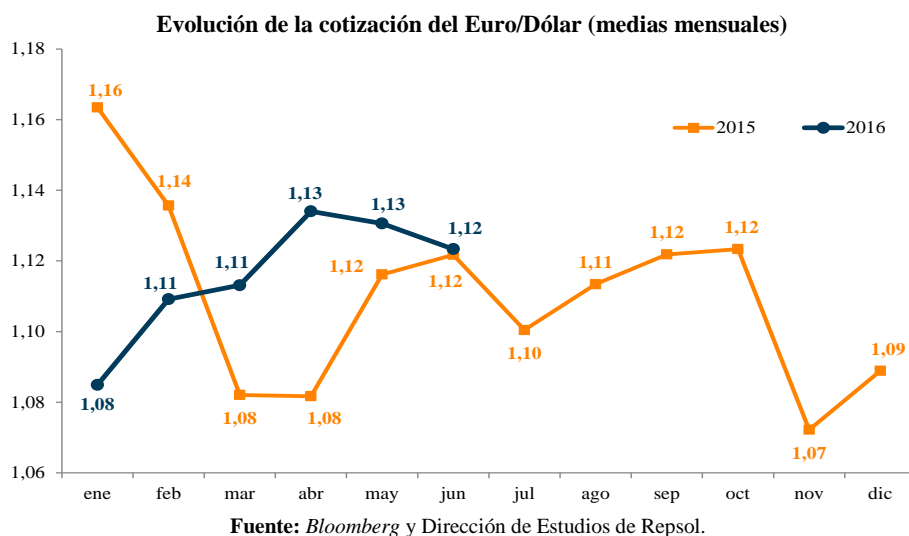
Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

EVOLUCIÓN DEL TIPO DE CAMBIO

En lo que llevamos de 2016 el mercado cambiario estuvo guiado por la incertidumbre sobre el ritmo de desaceleración del crecimiento de China y algunas economías desarrolladas, las vulnerabilidades de las economías emergentes y sobre todo por el ritmo de normalización de tipos de interés en EE.UU. Todo esto, en un contexto de política monetaria acomodaticia por parte del BCE y del Banco de Japón (BOJ) que se fundamentó por las bajas expectativas de inflación relacionadas en parte por el desplome de los precios del petróleo.

El inicio de año fue muy inestable para los mercados financieros internacionales que se volcaron a invertir en activos seguros. China buscó un nuevo respiro con la depreciación del Renminbi mientras que el precio del crudo se desplomaba a niveles próximos a los 35 \$/bbl lo que ocasionó una fuerte depreciación de las monedas emergentes. Mientras el euro y el yen se mantenían estables en este contexto de incertidumbre, el dólar americano se fortaleció.

Luego de que los mercados asimilasen una corrección de las previsiones mundiales de crecimiento a la baja y China aplicara estímulos fiscales y monetarios, disminuyó bastante el riesgo en emergentes. Datos menos optimistas del mercado laboral norteamericano alejaron los temores de una nueva subida de tipos de interés por parte de la FED, lo que favoreció una apreciación de las monedas de emergentes. Adicionalmente, el claro posicionamiento de Japón en el G-20 en contra de la devaluación competitiva afianzó la confianza en el Yen que se tradujo en una importante revalorización de esta moneda. Por último, a pesar de que el BCE amplió los programas de compra de activos, el euro se ha mantenido en un rango medio cerca al 1,11 en su cruce contra el dólar y guiado especialmente por el ritmo de normalización de tipos de interés de la FED.



En los últimos días del primer semestre el *Brexit* ha agitado también al mercado cambiario. Mientras la libra se desplomaba, el euro corregía a la baja pero resistía la presión depreciatoria, mientras que en contraposición, el dólar americano y el yen se apreciaban demostrando su condición de refugio. Por último, también se observa con preocupación la tendencia depreciatoria del Renminbi, que comenzó en abril pero que se aceleró con el resultado del referéndum de Reino Unido.

3. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

3.1. RESULTADOS Y FLUJO DE CAJA

Millones de euros	1S 2016	1S 2015	Variación
Upstream	63	(238)	126%
Downstream	934	973	(4%)
Gas Natural Fenosa	195	227	(14%)
Corporación y ajustes	(275)	278	(199%)
Resultado Neto Ajustado	917	1.240	(26%)
Efecto patrimonial	2	(57)	104%
Resultados Específicos	(280)	(130)	(115%)
Resultado Neto	639	1.053	(39%)

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 resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016.

Resultado Neto Ajustado

Los resultados del primer semestre de 2016, en comparación con los del mismo período del año anterior se producen en un entorno caracterizado por los bajos precios del crudo y del gas (descensos del 31% en el precio del Brent, del 28% en el Henry Hub y del 58% en el Algonquin), los menores márgenes de Refino y el buen entorno internacional de la Química.

El **Resultado Neto Ajustado** del semestre ha ascendido a 917 millones de euros. El EBITDA CCS asciende a 2.409 millones de euros, en línea con el del año anterior, y las inversiones netas (1.038 millones de euros) disminuyen un 90% respecto a 2015, periodo en que se produjo la adquisición de ROGCI.

Variación del Resultado Neto Ajustado 1S 2016 vs. 1S 2015



Upstream

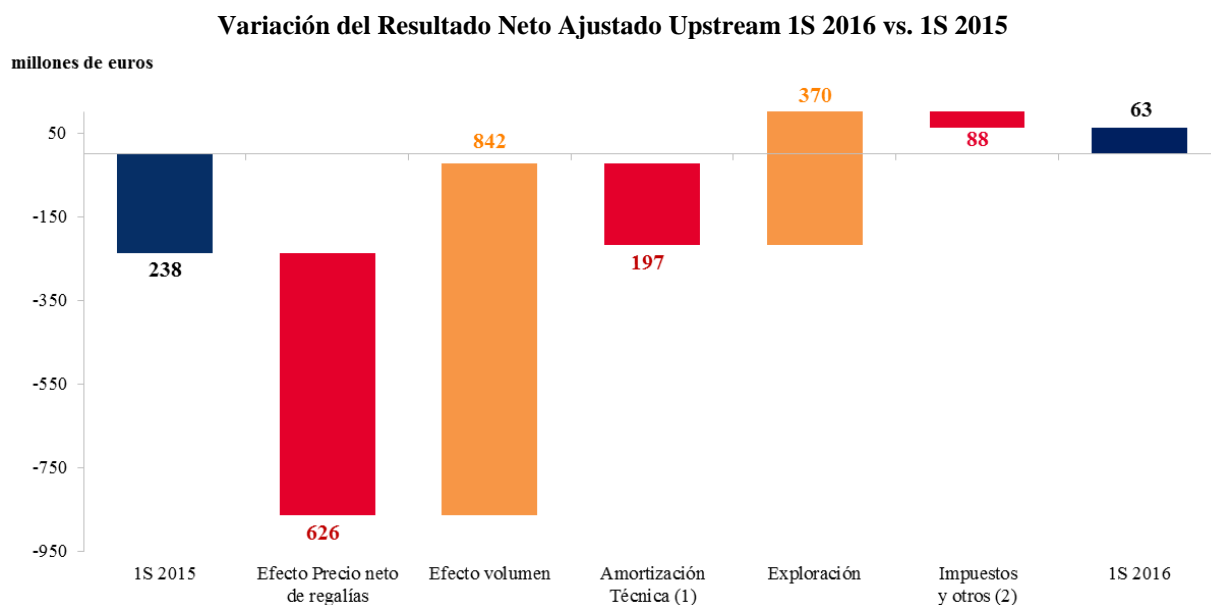
En *Upstream* los precios de realización del crudo y gas se han reducido un 31% y un 26%, respectivamente, como consecuencia del descenso de los precios internacionales, cuyo nivel más bajo se alcanzó en enero (crudo Brent 26,39 \$/bbl), recuperándose progresivamente durante el semestre (crudo Brent 50 \$/bbl). A pesar de este difícil entorno, el resultado neto ajustado de *Upstream* ha mejorado

significativamente. Para la comparación de los resultados de 2015 y 2016 se debe tener presente que, como consecuencia de la adquisición de ROGCI sus negocios consolidan desde el 8 de mayo de 2015.

La producción ha aumentado un 60%, hasta alcanzar una media de 705 Kbp/d en el semestre, principalmente por la contribución de los activos de ROGCI (228,1 Kbp/d hasta el 8 de mayo de 2016), el inicio de la producción de Cardón IV (Venezuela) en el tercer trimestre de 2015 y los nuevos pozos en Sapinhoá Norte (Brasil), lo que compensa la menor producción en Trinidad y Tobago, por paradas y trabajos de mantenimiento en los campos. Por otra parte, en la actividad exploratoria hay que destacar que en el periodo se ha concluido la perforación de 6 sondeos exploratorios y 5 sondeos de delineamiento/*appraisal*. De ellos, 4 han tenido resultado positivo, 4 negativo y 3 se encuentran en evaluación.

En el resultado del periodo, el negativo impacto de los bajos precios del crudo y gas se ha más que compensado con importantes reducciones en los gastos. Así, hay que destacar la reducción de costes operativos por mejoras en la eficiencia de las operaciones, la reducción de los gastos de exploración como consecuencia de los menores sondeos fallidos y la capitalización de los costes de Geología y Geofísica (G&G)¹ y los menores costes fiscales por el efecto de la apreciación de divisas en Brasil y Colombia.

El EBITDA de *Upstream* asciende a 933 millones de euros, un 3% superior al de 2015. Las inversiones netas del periodo -que ya incluyen los activos ROGCI y los costes de G&G capitalizados- disminuyen un 87% respecto a los de 2015 que incluyen la adquisición de ROGCI.



⁽¹⁾ Mayores amortizaciones por incorporación de ROGCI, compensado parcialmente por las menores amortizaciones como consecuencia de los *impairments* realizados en el valor de algunos activos en 2015.

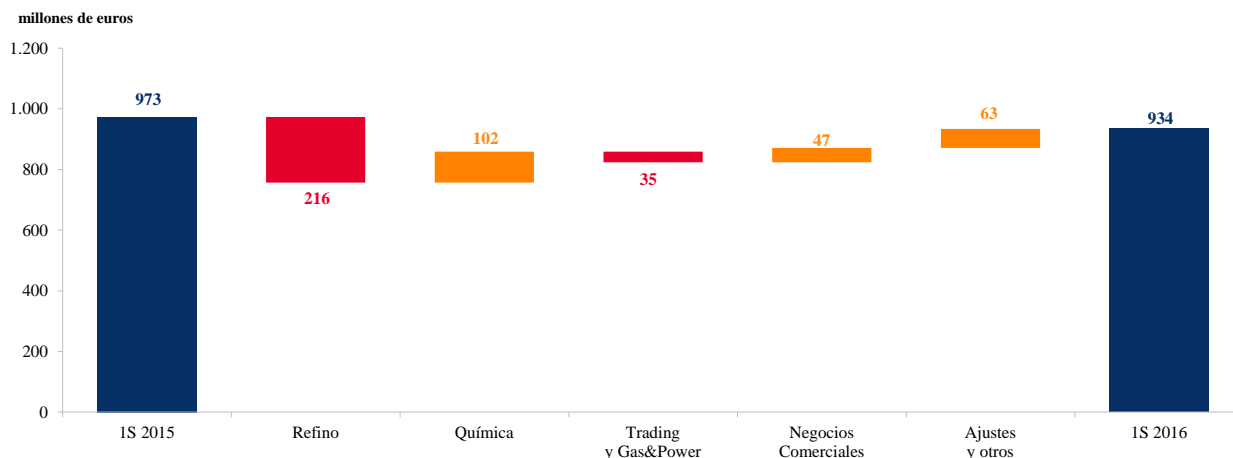
⁽²⁾ Impuestos y otros costes netos (principalmente incorporación de ROGCI).

¹ En 2016, en el contexto de la integración de los negocios de ROGCI y en base a la experiencia pasada, el Grupo capitaliza los costes de G&G. Este cambio en las políticas contables se informa en la Nota 2.3 “*Políticas contables y comparación de la información*” de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016.

Downstream

El resultado neto ajustado en *Downstream* en el primer semestre de 2016 ha sido de 934 millones de euros, lo que supone un descenso del 4% respecto del mismo periodo de 2015.

Variación del Resultado Neto Ajustado Downstream 1S 2016 vs. 1S 2015



Los principales factores que explican la evolución del resultado son:

- En Refino, los negativos impactos de la reducción de márgenes (por la debilidad de los diferenciales de los destilados medios y el estrechamiento de los diferenciales de los crudos pesados) y de la menor destilación (por paradas programadas de Cartagena y Tarragona), que se han visto parcialmente compensados por los menores costes de la energía y la reducción de impuestos en España.
- En Química, los mejores márgenes y el incremento en el volumen de ventas, impulsados por un mejor entorno internacional, las menores costes de paradas y el efecto positivo de la reducción de impuestos en España.
- Los menores resultados de *Trading* y la evolución desfavorable en el negocio de *Gas&Power* en Norteamérica debido a los menores márgenes, afectados por los bajos precios del gas, a pesar de un mayor volumen comercializado.
- Los resultados de los negocios comerciales (Marketing, GLP, Lubricantes,...) mejoran respecto al período anterior, destacando los mayores ingresos en GLP por las indemnizaciones por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios máximos de venta de GLP envasado regulado.

El EBITDA CCS del *Downstream* asciende a 1.577 millones de euros (frente a los 1.743 millones de euros en 2015) y las inversiones netas ascienden a -258 millones de euros que incluye 587 millones de euros correspondientes a las desinversiones del negocio eólico marino en el Reino Unido, del negocio de GLP en Perú y de los activos de canalizado en España.

Gas Natural Fenosa

El resultado neto ajustado de Gas Natural Fenosa en el primer semestre de 2016 ha sido de 195 millones de euros, frente a los 227 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Este descenso obedece fundamentalmente a los menores resultados del negocio comercialización de gas, por el entorno de precios de las *commodities*, y en el negocio de distribución de gas de Latinoamérica, por el impacto negativo del efecto del tipo de cambio por la depreciación de las monedas locales, todo ello compensado parcialmente por los mejores resultados en comercialización eléctrica en España por los bajos precios del pool.

Corporación y ajustes

Corporación y ajustes presenta un resultado neto ajustado de -275 millones de euros. La diferencia con el resultado del año anterior se explica fundamentalmente por los menores resultados financieros, favorablemente afectados en 2015 por los excepcionales resultados obtenidos por el efecto del tipo de cambio sobre las importantes posiciones mantenidas en dólares como consecuencia del cobro de la indemnización por la expropiación de YPF, y que en 2016 reflejan ya la incorporación de los gastos financieros de ROGCI, parcialmente compensados con las plusvalías obtenidas por la recompra de bonos. Por lo que se refiere a los costes operativos de la corporación en 2016, a pesar de la incorporación de los gastos corporativos de ROGCI (Calgary), impactan favorablemente las reducciones de costes como consecuencia de las ganancias en eficiencia y de las sinergias con ROGCI materializadas en el periodo.

Resultado Neto

Al Resultado Neto Ajustado hay que añadir los efectos derivados de:

- El **Efecto Patrimonial** positivo de 2 millones de euros por la evolución de los precios del crudo y de los productos durante el semestre.
- Los **Resultados específicos** (después de impuestos), que han ascendido a -280 millones de euros, fundamentalmente por i) Desinversiones¹: plusvalías obtenidas por la venta del negocio eólico marino en el Reino Unido (100 millones de euros), del negocio del GLP en Perú (81 millones de euros) y de los activos de gas canalizado en España (71 millones de euros), ii) Reestructuración de plantilla²: costes por reducción de plantilla en el marco de los proyectos de eficiencia, principalmente en el centro corporativo de España, incluyendo los ajustes en el equipo directivo, y iii) Provisiones y otros: principalmente por los impactos de la devaluación en Venezuela, la onerosidad de los contratos de uso de plataformas de perforación y provisiones por riesgos.

A continuación se presenta el detalle de los Resultados específicos por concepto y segmento correspondiente:

Millones de euros	Upstream		Downstream		Corporación		TOTAL	
	1S 2016	1S 2015	1S 2016	1S 2015	1S 2016	1S 2015	1S 2016	1S 2015
Desinversiones	(11)	(3)	261	29	-	(15)	250	11
Reestructuración de plantilla	(54)	(7)	(130)	(1)	(162)	(26)	(346)	(34)
Deterioros	(8)	(65)	(2)	(11)	-	(7)	(10)	(83)
Provisiones y otros	(137)	(30)	(21)	12	(16)	(6)	(174)	(24)
TOTAL	(210)	(105)	108	29	(178)	(54)	(280)	(130)

Como consecuencia de todo lo anterior, el **Resultado Neto** ha sido de 639 millones de euros, frente a los 1.053 millones de euros del mismo periodo en 2015.

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para el primer semestre de 2016 y 2015:

Indicadores de rentabilidad	1S 2016	1S 2015
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) (%)	5,3	3,0
Beneficio por acción (€/acción)	0,44	0,73

¹ Para más detalle ver Nota 4.3 de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016.

² Ver apartado 4.4.

Flujo de caja

A continuación se presenta la evolución de los flujos de efectivo del periodo, donde se aprecia la capacidad de los negocios para generar caja libre en el complejo escenario actual, gracias a la calidad de los activos de la compañía y a las reducciones de costes e inversiones.

	1S 2016	1S 2015
I. FLUJO DE CAJA DE LAS OPERACIONES		
EBITDA A CCS	2.409	2.471
Cambios en el capital corriente	(723)	(652)
Cobros de dividendos	303	119
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	119	(222)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(336)	(239)
	1.772	1.477
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
	(997)	(9.500)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	775	(8.023)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(271)	(245)
Intereses netos y leasing	(462)	(393)
Operaciones de financiación ⁽¹⁾	(366)	6.149
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(324)	(2.512)
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO	2.769	5.027
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	2.445	2.515

⁽¹⁾ Incluye 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.

3.2. SITUACIÓN FINANCIERA

Durante el primer semestre de 2016, en línea con el compromiso de fortalecimiento de la estructura financiera del Grupo tras la adquisición de ROGCI, se han puesto en marcha diferentes medidas que han permitido conservar la misma calificación crediticia que el Grupo mantenía con anterioridad.

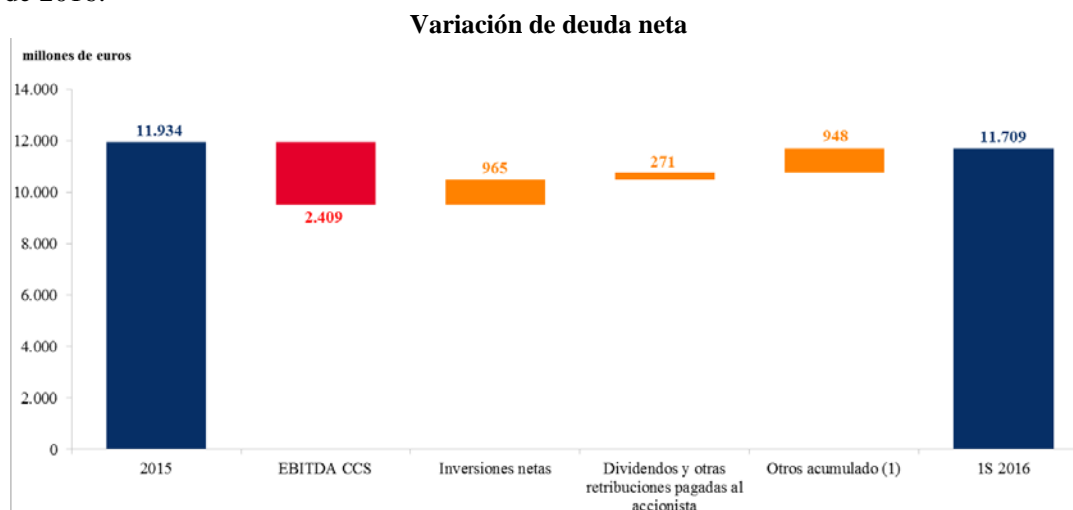
La mejora de la caja generada por los negocios durante el periodo ha permitido cubrir las necesidades netas de inversión, el pago de intereses y dividendos y reducir la deuda neta del Grupo.

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 financiera neta al final del semestre se situó en 11.709 millones de euros, inferior en 225 millones de euros respecto a la de cierre del ejercicio 2015.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta ajustada durante los seis primeros meses de 2016:



⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, intereses netos, la variación del fondo de maniobra comercial, dividendos cobrados y provisiones aplicadas.

Principales operaciones de financiación

- En enero de 2016 Repsol International Finance, B.V. (RIF), emitió un bono de colocación privada a 15 años por importe de 100 millones de euros, con un cupón del 5,375% y un precio de emisión del 96,298%.
- Durante el primer semestre de 2016, ROGCI ha recomprado bonos de las emisiones con vencimiento en los años 2019, 2021, 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 por un valor nominal total de 631 millones de dólares.
- En el periodo, Repsol, S.A ha contratado préstamos con varias entidades de crédito con vencimientos entre el 2017 y 2020, siendo el saldo vivo a 30 de junio de 2016 de 1.520 millones de euros.
- Durante los primeros días del mes de julio de 2016, Repsol International Finance, B.V. ha emitido dos bonos de colocación privada. Uno de ellos de vencimiento a 2 años por importe de

600 millones de euros y un cupón variable de Euribor 3 meses + 70 pbs, y el otro, de vencimiento a 3 años por importe de 100 millones de euros y un cupón fijo anual del 0,125%.

Vencimientos de deuda

El **vencimiento de la deuda bruta** al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Deuda bruta ⁽¹⁾⁽²⁾ (Millones de euros)	Total	Vencimiento bonos ⁽¹⁾ emitidos a 30 de junio de 2016				
		Ejercicio	Moneda	Nominal	%	Vence
Vencimiento 2016	2.064	2017	€	886 ⁽³⁾	4,75	feb-17
			£	250 ⁽⁴⁾	6,63	dic-17
		2018	€	750 ⁽³⁾	4,38	feb-18
Vencimiento 2017	2.602	2019	€	1.000 ⁽³⁾	4,88	feb-19
			\$	364 ⁽⁴⁾	7,75	jun-19
Vencimiento 2018	1.947	2020	€	1.200 ⁽³⁾	2,63	may-20
			€	600 ⁽³⁾	2,13	dic-20
Vencimiento 2019	1.675		\$	241 ⁽⁴⁾	3,75	feb-21
			€	1.000 ⁽³⁾	3,63	oct-21
Vencimiento 2020	2.166		€	500 ⁽³⁾	2,25	dic-26
			\$	55 ⁽⁴⁾	7,25	oct-27
Vencimiento 2021 y siguientes	3.810	2021 y siguientes	€	100 ⁽³⁾	5,38	ene-31
			\$	90 ⁽⁴⁾	5,75	may-35
TOTAL	14.264		\$	131 ⁽⁴⁾	5,85	feb-37
			\$	119 ⁽⁴⁾	6,25	feb-38
			\$	97 ⁽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.

⁽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.

Adicionalmente, Repsol mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 16 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros. Como resultado de las emisiones y cancelaciones el saldo vivo a 30 de junio de 2016 es de 1.011 millones de euros.

Prudencia financiera

La liquidez del Grupo al 30 de junio de 2016, incluyendo las líneas de crédito comprometidas y no dispuestas, se ha situado en 6.659 millones de euros, suficiente para cubrir 1,8 veces los vencimientos de deuda a corto plazo. Repsol tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.214 y 6.360 millones de euros a 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente.

La deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	30/06/2016	31/12/2015
Deuda financiera neta (millones de euros)	11.709	11.934
Deuda financiera neta / EBITDA CCS (x veces) ⁽¹⁾	2,43	2,68
Deuda financiera neta / Capital empleado (%)	28,9	29,3
Liquidez/ Deuda Bruta a corto plazo (x veces)	1,8	2,15

⁽¹⁾ Este indicador se compara con las magnitudes del primer semestre de 2015.

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:

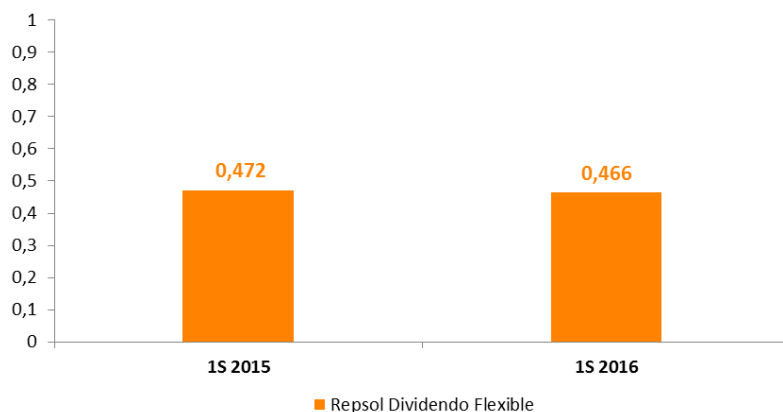
PLAZO	STANDARD & POOR'S		MOODY'S		FITCH RATINGS	
	Repsol, S.A.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Repsol, S.A.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Repsol, S.A.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.
Largo	BBB-	BBB-	Baa2	Baa3	BBB	BBB-
Corto	A-3	A-3	P-2	P-3	F-3	F-3
Perspectiva	Perspectiva negativa	Perspectiva negativa	Perspectiva negativa	Perspectiva negativa	Perspectiva negativa	Perspectiva negativa
Fecha última modificación	21/03/2016	21/03/2016	21/03/2016	21/03/2016	23/03/2016	23/03/2016

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Durante los primeros seis meses del ejercicio 2016 se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias relevantes. Para más información sobre acciones y participaciones en patrimonio propias, véase la Nota 4.6.2 “*Acciones y participaciones en patrimonio propias*” de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016.

3.3. RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

La retribución percibida por los accionistas en el primer semestre de 2016 y 2015 derivada de los dividendos en efectivo y del programa “*Repsol dividendo flexible*”, es la siguiente:



La retribución del primer semestre de 2015 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 2015 (0,472 euros brutos por derecho), en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*”. En consecuencia, Repsol pagó durante el primer semestre de 2015 un importe bruto total de 245 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 24.421.828 acciones nuevas, por un importe equivalente de 392 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

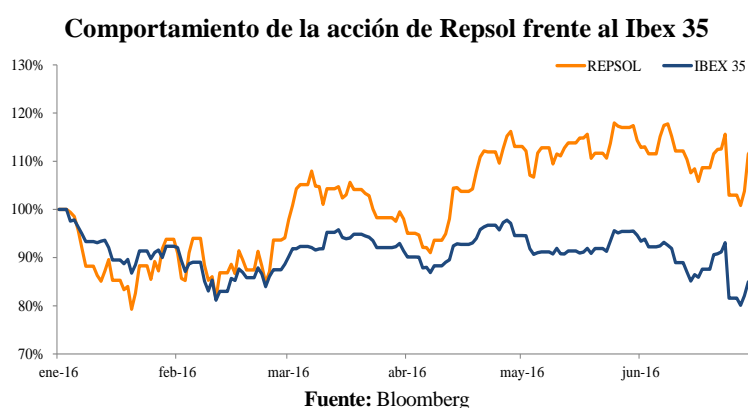
La retribución del primer semestre de 2016 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2016 (0,466 euros brutos por derecho), en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*”. Así, Repsol ha pagado durante el primer semestre de 2016 un importe bruto total de 228 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 41.422.248 acciones nuevas, por un importe equivalente de 425 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

Asimismo, en julio de 2016 en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo complementario del ejercicio 2015, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 149 millones de euros (0,292 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 23.860.793 acciones, por un importe equivalente de 272 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

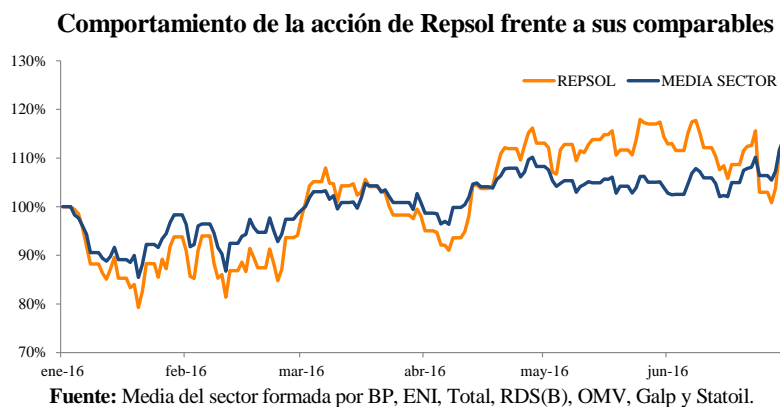
Para información complementaria sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “*Repsol dividendo flexible*”, véase Nota 4.6.1 “*Capital social*” de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016.

Comportamiento de nuestras acciones

El primer semestre de 2016 se cerró con signo negativo para el índice Ibex-35 y para la mayoría de los principales mercados europeos. Si bien a principios de año las bolsas europeas se vieron impulsadas por el anuncio y posterior puesta en marcha del programa de recompra de deuda del Banco Central Europeo (“*Quantitative Easing*”), factores macroeconómicos, principalmente derivados del *Brexit*, y en menor medida, de la incertidumbre política en España, invirtieron esta tendencia positiva durante el resto del período. El Ibex cerró finalmente el semestre con una pérdida acumulada del 14% tras perder más de 870 puntos durante el mes de junio.



La acción de Repsol cerró por su parte el primer semestre con una subida del 12,7%. Tanto Repsol como el resto del sector petrolero europeo se beneficiaron durante el período de la progresiva recuperación de los precios del crudo desde los mínimos del año alcanzados en el mes de enero. La incertidumbre macroeconómica, principalmente originada por el *Brexit*, penalizó también al sector a finales de junio en línea con el comportamiento general de las bolsas. No obstante, durante las primeras semanas del mes de julio la acción de Repsol ya había recuperado totalmente la caída sufrida tras el resultado del referéndum británico. Repsol, se ha mantenido además en este primer semestre como una de las compañías líderes de su sector y del Ibex-35 en cuanto a retribución al accionista.



El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante el primer semestre de 2016 y 2015 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	1S 2016	1S 2015
Retribución al accionista (€/acción) ⁽¹⁾	0,466	0,472
Cotización al cierre del periodo ⁽²⁾ (euros)	11,41	15,75
Cotización media del periodo (euros)	10,26	16,97
Precio máximo del periodo (euros)	11,94	18,54
Precio mínimo del periodo (euros)	8,02	14,37
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.442	1.375
Capitalización bursátil al cierre del periodo (millones de euros) ⁽³⁾	16.451	21.651
Valor en libros por acción ⁽⁴⁾	19,84	22,56

⁽¹⁾ La Retribución al Accionista incluye, para cada período, 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.

4. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

4.1. UPSTREAM

Magnitudes, indicadores e inversiones		
	1S 2016	1S 2015
Producción neta de líquidos (kbbbl/d)	251	168
Producción neta de gas (kbep/d)	454	273
Total producción neta hidrocarburos (Kbep/d)	705	440
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	35,1	51,1
Precio medio de realización de gas (\$/kscf)	2,3	3,1
Bonos, sondeos secos y gastos generales y de administración ⁽³⁾	65	422
Inversiones netas ⁽¹⁾⁽²⁾	1.281	9.649

⁽¹⁾ Inversiones brutas menos desinversiones del período.

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

- Inversión en desarrollo (73% del total de inversiones): Trinidad y Tobago (21%), EE.UU. (17%), UK (11%), Brasil (11%), Argelia (10%), Venezuela (9%), Bolivia (5%) y Canadá (5%).
- Inversión en exploración (21% del total de inversiones): EE.UU. (23%), Brasil (12%), Angola (11%), Indonesia (9%), Colombia (6%), Bulgaria (6%), Australia (4%), Noruega (4%) y Argelia (3%).

⁽³⁾ Solamente costes directos asignados a proyectos de exploración.

Resultados			
	1S 2016	1S 2015	Variación
<i>Millones de euros</i>			
Resultado de las operaciones	(79)	(182)	57%
Impuesto sobre beneficios	137	(56)	345%
Participadas y minoritarios	5	-	-
Resultado Neto Ajustado ⁽¹⁾	63	(238)	126%
Resultados específicos	(210)	(105)	(100%)
Resultado Neto	(147)	(343)	57%
<hr/>			
Tipo Impositivo Efectivo (%)	(173)	31	(204)
EBITDA	933	903	3%

⁽¹⁾ Detalle Resultado Neto Ajustado por área geográfica:

Área geográfica	1S 2016	1S 2015	Variación
Europa, África y Brasil	58	(55)	205%
Sudamérica	172	87	98%
Norteamérica	(114)	(19)	(500%)
Asia y Rusia	19	29	(34%)
Exploración y otros	(72)	(280)	74%
Resultado Neto Ajustado	63	(238)	126%

Principales acontecimientos del primer semestre 2016

- **Campaña exploratoria:** se ha concluido en el primer semestre de 2016 la perforación de 6 sondeos exploratorios y 5 sondeos *appraisal*, 4 con resultado positivo (todos ellos *appraisal*), 4 negativos (todos ellos exploratorios) y 3 (2 exploratorios y 1 *appraisal*) que a 30 de junio se encontraban en evaluación. Al final del semestre se encontraban en curso 3 sondeos exploratorios y 1 sondeo *appraisal*. Adicionalmente, se encontraban suspendidos 2 sondeos en Indonesia y 1 en Rumanía.
- En marzo se tramitó el **traspaso a la compañía Armstrong Oil and Gas** de la condición de **compañía operadora en el North Slope de Alaska en EEUU**.
- El **campo Margarita-Huacaya** en Bolivia, alcanzó en el mes de marzo una producción de 20 millones de metros cúbicos diarios (Mm³/d) de gas, volumen que marca un **nuevo máximo de producción**.
- Asimismo en el campo Margarita-Huacaya en Bolivia, el **pozo MGR-7ST inició su producción** del reservorio H1B en el mes de marzo, con la puesta en marcha temprana del ducto de recolección.
- Las autoridades colombianas (ANH) aprobaron la **suspensión temporal de la producción del campo CPO-9** en Colombia por 6 meses debido a los precios del crudo. El plan de perforación de pozos se ha pasado a 2017.
- En el primer trimestre del año se terminaron en Malasia dos **pozos exploratorios (Zoisit-1 y Baiduri-1)** ambos con **resultado negativo**.
- En Malasia, el 6 de abril Repsol firmó con Petrolim Nasional Berhad (Petronas) y con Vietnam Oil and Gas Group (PetroVietnam) una **extensión por 10 años del bloque productivo PM3 CAA PSC (Production Sharing Contract)**. Tras la extensión firmada, Repsol y Petronas tendrán una participación del 35% cada una y PetroVietnam el restante 30%. Repsol continuará siendo la compañía operadora del bloque PM3 CAA hasta la finalización de la extensión (año 2027).

- El 14 de abril, se anunció que el **pozo offshore Perla 9**, ubicado en el campo Perla en el bloque Cardón IV en Venezuela, **entró en producción**. El Bloque Cardón IV está participado por Repsol y Eni al 50%.
- El 18 de abril, Repsol Sinopec Brasil anunció que el **sondeo de evaluación/appraisal Gavea A1**, perforado en las aguas ultraprofundas del bloque BM-C-33 en la cuenca de Campos en Brasil, **encontró una columna de hidrocarburos de 175 metros**. Repsol Sinopec Brasil tiene un 35% en el bloque BM-C-33 junto con Statoil (35%) y Petrobras (30%). El pozo alcanzó una profundidad total de 6.230 metros y superó las pruebas de producción de forma satisfactoria, produciendo alrededor de 16 Mm³/d y 4.000 bbl/d. El consorcio también ha perforado y realizado pruebas en los pozos de evaluación Seat-2, PdA-A1 y PdA-A2. Los recursos potenciales para los tres hallazgos están siendo evaluados actualmente.
- En abril, una vez culminada la **ampliación de capacidad de transporte del ducto de TGP** de 1.230 millones de pies cúbicos diarios (Mscfd) a 1.540 Mscfd, se **incrementaron las entregas de gas del Bloque 57 al Bloque 56**, de 85 Mscfd a 160 Mscfd. El gas del Bloque 57 está destinado íntegramente a la exportación junto con el gas del Bloque 56.
- En abril se procedió a la **cesión de la operación del área oeste del activo productivo Eagle Ford en EEUU a Statoil** con lo que esta compañía pasa a operar todo el activo. Esta cesión se enmarca en el acuerdo alcanzado con Statoil anunciado en diciembre de 2015, por el cual Repsol cede un 13% de la participación en Eagle Ford a cambio de un 15% de participación en el campo en producción Gudrun en Noruega. Repsol pasa a tener un 37% de participación en el proyecto.
- En mayo, la FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Cidade de Caraguatatuba que se empleará para la puesta en producción del descubrimiento Lapa en el bloque BM-S- 9 en las aguas profundas de Brasil, llegó al país. Se estima que la producción temprana del campo Lapa se inicie en el último trimestre de 2016.
- El 1 de junio, **cesó la operación del campo operado Varg en Noruega**. En agosto se espera que la FPSO operada por Teekay para la producción de Varg abandone el campo. Estos trabajos se enmarcan dentro de la primera fase del proyecto de desmantelamiento de Varg.
- En el Reino Unido dentro del **proyecto de redesarrollo del Área productiva de MonArb**, se alcanzó en junio de 2016 un **grado de avance del proyecto del 77%**, en línea con lo inicialmente planificado. Se espera que el incremento de producción derivado de este proyecto comience a principios de 2017.
- En junio se terminó el **pozo exploratorio Strickland-2** en Papúa Nueva Guinea **con resultado negativo**.
- En el segundo trimestre se finalizó la perforación y completación de otro pozo productor, Perla 10, en el bloque Cardón IV. El **pozo Perla 10 tiene un potencial de producción superior a los 100 Mscfd**.
- En el segundo trimestre dentro del Programa de Desarrollo y puesta en producción del descubrimiento Sagari en el Bloque 57 (Perú), se finalizó el pozo de desarrollo Sagari 8D y se inició el pozo Sagari 7D. En 2017 está prevista la finalización de la campaña, con la completación del pozo Sagari 4X (que fue el pozo descubridor).
- En el segundo trimestre se finalizó el **pozo WI-7 en el activo productivo Shenzi**, en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense. Se trata de un pozo de inyección **para incrementar los niveles de producción** en el Área Sur del yacimiento.
- En el segundo trimestre del año Repsol entregó la documentación necesaria al gobierno de EEUU para su **salida de todos los bloques exploratorios** en los que participaba en **Chuckchi Sea en Alaska**.
- En el primer semestre y con fecha efectiva 1 de enero de 2016, se completó la **operación de desinversión del 10% en la licencia 148, Campo Brynhild, en Noruega**, en favor de CapeOmega.
- En el primer semestre en el **bloque exploratorio Sud Est en Illizi en Argelia**, se terminó la campaña de perforación exploratoria y de evaluación, con el **sondeo exploratorio TAOR-1 (en evaluación)** y el **sondeo de evaluación/appraisal TIHS-2 (positivo)**.
- En Canadá dentro del **proyecto de desarrollo del activo Duvernay** se perforaron en el primer semestre **cuatro nuevos pozos de desarrollo**.

4.2. DOWNSTREAM

Magnitudes e indicadores			Resultados e inversiones			
	1S 2016	1S 2015	Millones de euros			
			1S 2016	1S 2015	Variación	
Capacidad de refino (kbbbl/d)	998	998	Resultado de las operaciones	1.229	1.373	(10%)
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896	Impuesto sobre beneficios	(281)	(372)	24%
Resto del mundo	102	102	Participadas y minoritarios	(14)	(28)	50%
Índice de conversión (%)	59	59	Resultado Neto Ajustado ⁽¹⁾	934	973	(4%)
Crudo procesado (millones de t)	19,8	20,9	Efecto Patrimonial	2	(57)	104%
Europa	18,1	19,1	Resultados específicos	108	29	272%
Resto del mundo	1,7	1,8	Resultado Neto	1.044	945	10%
Indicador de margen de refino (\$/Bbl)			EBITDA CCS	1.577	1.743	(10%)
España	6,4	8,9	Inversiones netas ⁽²⁾⁽³⁾	(258)	283	(191%)
Perú	2,7	5,7	Tipo Impositivo Efectivo (%)	23	27	(4)
Número de estaciones de servicio	4.724	4.698	⁽¹⁾ Detalle Resultado Neto Ajustado por área geográfica:			
Europa	4.299	4.312	Área geográfica	1S 2016	1S 2015	Variación
Resto del mundo	425	386	Europa	940	951	(1%)
Ventas de productos petrolíferos (kt)	22.051	22.721	Resto del mundo	(6)	22	(127%)
Europa	19.737	20.488	Resultado Neto Ajustado	934	973	(4%)
Resto del mundo	2.314	2.233	⁽²⁾ Inversiones brutas menos desinversiones del período.			
Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.477	1.424	⁽³⁾ En 2016 y 2015, la mayor parte de las inversiones se destinaron a mejoras operativas de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del respeto al medio ambiente.			
Europa	1.255	1.214				
Resto del mundo	222	210				
Ventas de GLP (kt)	1.052	1.230				
Europa	682	726				
Resto del mundo	370	504				
Ventas de gas en Norteamérica (Tbtu)	220,8	164,2				
GNL regasif. (100%) en Canaport (Tbtu)	11,7	19,1				

Principales acontecimientos del primer semestre 2016

- En enero, se firmó en Jakarta un **acuerdo con Pertamina**, la compañía petrolera estatal de Indonesia, para estudiar la viabilidad técnica y económica de producir aceites extensores para el sector del caucho en la refinería de Pertamina en Cilacap (Indonesia).
- En enero, se acordó la **venta del negocio de gas canalizado en el norte de España y Extremadura** al Grupo EDP y a Gas Extremadura, respectivamente, por importe de 136 millones de euros.
- En febrero, **se adquirió el 25% de la compañía Rocsole OY**, de origen finlandés, que dispone de una tecnología que permite visualizar el flujo de fluidos multifásicos (agua, crudo, aire) por el interior de tuberías y, así, predecir su ensuciamiento y optimizando los costes de mantenimiento, evitando de esta manera paradas no programadas y una reducción del gasto operativo. Esta tecnología podrá aplicarse en los activos de *Upstream* y *Downstream*.
- En febrero, se acordó la **venta del negocio eólico en el Reino Unido** al grupo chino SDIC Power por 238 millones de euros. La venta incluyó el proyecto de Inch Cape, en el que se contaba con el 100%, y la participación en el proyecto Beatrice, del que poseía un 25% de participación, ambos ubicados en la costa este de Escocia.
- En febrero, el Gobierno **aprobó el primer Plan de Movilidad con Vehículos de Energías Alternativas (MOVEA)** por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas. Para GLP este Plan es un impulso al desarrollo del AutoGas y, además, coincide con el apoyo a la

disponibilidad de este combustible en nuestra red de Estaciones de Servicio contando ya con 362 puntos de suministro en España y 57 en Portugal.

- En marzo, AENOR aprobó la **certificación bajo la norma ISO-50001 del sistema de gestión de la energía** de Repsol, lo que ayudará a ser más eficientes reduciendo los consumos energéticos y las emisiones de CO₂.
- En abril, se ha firmado un **acuerdo con Correos** para el desarrollo del servicio de “Consigna de paquetería en 1.500 estaciones de servicio Repsol”. Se trata de una primera fase de esta alianza estratégica que permitirá el acercamiento de Repsol a las nuevas tendencias tecnológicas ligadas al comercio electrónico.
- En abril, se ha obtenido la **certificación COPC** (*Customer operations performance center*) para el Centro de Relación con el Cliente de Repsol, convirtiéndose en la única empresa del IBEX con dicha certificación.
- En abril se produjo el **lanzamiento de una nueva gama de lubricantes de Repsol, “Repsol Elite”** que tienen como objeto extraer del motor el máximo rendimiento prestacional y una eficiencia mejorada, adaptada a las nuevas y exigentes normas medioambientales.
- En el ejercicio se ha avanzado en las **obras en la Refinería de La Pampilla** para adaptación a las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles en Perú. En septiembre 2016, se iniciará la producción de diésel de bajo azufre, primera fase del proyecto.
- El 20 de abril, se acordó la **venta del negocio de GLP en Perú y en Ecuador**. En junio se ha vendido el negocio de GLP en Perú por 236 millones de euros.
- En abril, se alcanzó un **acuerdo** con la compañía coreana Yujin Sangsa **para distribuir nuestros lubricantes en Corea** a través de su canal online.
- En mayo, **los carburantes Repsol Neotech** han sido seleccionados por la revista Actualidad Económica como una de las **mejores ideas del año 2015**.
- En mayo, Repsol ha comenzado a producir una nueva gama de polietileno metaloceno con tecnología Chevron Phillips. La nueva gama será comercializada bajo la marca **Repsol Resistex** y ofrece un gran valor a los productos finales, confirmando el enfoque de Repsol hacia la diferenciación de productos.
- El 5 de mayo, el Gobierno de Cataluña anunció un nuevo decreto para **instar a las administraciones públicas a adquirir vehículos limpios**: eléctricos, híbridos, de GLP o GNC para contribuir a la mejora de la calidad del aire. Otra de las medidas es la modificación de las bonificaciones en los peajes para dejar de favorecer a los coches diésel.
- El 3 de junio, en Lyon (Francia), durante la principal conferencia de *European Plastics Converters* (EuPC), Repsol fue galardonado con el **premio al mejor productor de polietileno de alta densidad (PEAD)** de Europa y con el **premio global a la innovación** que abarca todos los tipos de polímeros.
- Durante el primer semestre, y aprovechando las paradas programadas en las **refinerías de Cartagena y de Tarragona**, se han llevado a cabo las siguientes mejoras:
 - En Cartagena, se han modificado los eyectores y condensadores de la columna de vacío de la Unidad de Vacío 5, con el fin de mejorar las condiciones de operación, evitar ensuciamientos acelerados en el sistema de condensación y mejorar el punto de corte entre el gasoil de vacío y el residuo de vacío.
 - En Tarragona, se han sustituido los reactores existentes de la Unidad de Isomax, y se ha instalado un nuevo compresor de hidrógeno que, junto con los nuevos reactores, aumenta la conversión de la alimentación pesada en 10 puntos (del 75% al 85%) generando más productos desulfurados como gasolina, keroseno y diésel. Finalmente, se han instalado nuevos intercambiadores de calor para mejorar el índice de consumo energético (ahorro de 720 t fuel gas/año) y reducir las emisiones (1.910 t CO₂/año).

4.3. GAS NATURAL FENOSA

Principales acontecimientos del primer semestre 2016

- La Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2016 aprobó destinar 1.001 millones de euros a **dividendos con cargo a los resultados del ejercicio 2015, un 10,1% más que el año anterior** y que eleva a un 66,6% el *pay out* de GNF.
- El consejo de administración ha aprobado la **política de dividendos para el período 2016-2018** que supondrá un *pay out* del 70% con un mínimo de 1 euro de dividendo por acción, ofreciendo en su caso la posibilidad de *scrip dividend* y adelantando el abono del dividendo a cuenta al mes de septiembre del año en curso y que supondrá aproximadamente en torno a un 1/3 del dividendo total.
- El 11 de mayo, presentó su nuevo **Plan Estratégico para el período 2016-2020** que tiene como objeto principal proteger los negocios actuales y establecer las bases para el crecimiento a través de la realización de inversiones en más de 14.000 millones de euros en el período 2016-2020. La generación de caja prevista permite financiar las inversiones, teniendo en cuenta la nueva política de dividendos, y manteniendo los niveles de deuda neta estables en el periodo.

4.4. CORPORACIÓN

Principales acontecimientos del primer semestre 2016

- En marzo se han aprobado una serie de **cambios en el equipo directivo** para seguir avanzando en los retos y oportunidades tras la integración de Talisman y los desafíos presentados en el sector. Esta evolución ha incluido la **salida de 41 directivos**, entre los que destacan por su relevancia los Directores Generales Cristina Sanz Mendiola y Pedro Fernández Frial.
- El 20 de mayo de 2016, la Junta General de Accionistas de Repsol aprobó la **reelección** como Consejero de **D. Isidro Fainé Casas** y la ratificación del nombramiento por cooptación y **reelección** como Consejero de **D. Gonzalo Gortázar Rotaache**.
- El 8 de junio se firmó el acta de acuerdo de la Comisión de seguimiento del VII Acuerdo Marco entre la representación sindical y la dirección de Repsol (ratificado en el mes de julio para todas las sociedades implicadas) para posibilitar los procesos de **ajuste de 871 posiciones en España**. El criterio de designación de las personas afectadas tiene en cuenta la proximidad a la edad de jubilación, en función de la empresa y el centro de trabajo a que pertenezca.
- Durante el semestre también se han realizado **procesos de ajuste de plantilla fuera de España**, principalmente, en EEUU y Canadá.

Para los principales acontecimientos que afectan a la situación financiera y los efectos que los procesos de ajuste de plantilla han tenido en los resultados del Grupo, véase Apartado 3.

5. GESTIÓN DEL 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 semestre restante del ejercicio 2016, son los que se detallan en el Informe de Gestión que acompaña a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2015. 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 Consolidado correspondiente al ejercicio 2015, así como con la Nota 17 “*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las cuentas anuales correspondientes a dicho ejercicio.

A continuación se muestran de forma resumida los riesgos ya existentes a 31 de diciembre de 2015 y que continúan estando vigentes para el semestre restante del ejercicio 2016, y en su caso cualquier nuevo factor de riesgo identificado en el primer semestre del ejercicio 2016.

5.1. RIESGOS ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES

Incertidumbre en el contexto económico actual

El crecimiento económico mundial continúa siendo moderado, más de lo previsto meses atrás. Las últimas previsiones del Fondo Monetario Internacional (*FMI WEO Update* julio 2016) estiman que la economía mundial, se expandirá en 2016 un 3,1%, la misma tasa de crecimiento que el 2015, pero menos que el 3,4% del 2014. Para el 2017 se proyecta una leve mejora hasta el 3,4%. Así, mientras las economías desarrolladas muestran un crecimiento estable pero contenido, las economías emergentes y en desarrollo están experimentando aún los efectos adversos de la disminución de los precios de las materias primas, la desaceleración económica de China y la normalización de la política monetaria en los EE.UU. Por otra parte, estos factores pueden a su vez conducir a una baja inflación global por un período de tiempo más prolongado.

Desde el punto de vista financiero, los riesgos sobre la economía mundial se centran principalmente en China y en el antagonismo entre las políticas económicas de los principales bancos centrales. Desde junio del 2015, el riesgo de una desaceleración más aguda en China y una posible mayor depreciación de su moneda ha aumentado, lo que ha incrementado la inestabilidad de los mercados financieros globales. Por otra parte, mientras que la Reserva Federal de EE.UU (FED) ha iniciado el proceso de normalización de su política monetaria, tanto el Banco Central Europeo (BCE) como el Banco de Japón (BoJ) continúan con una política monetaria expansiva. Esta divergencia de políticas monetarias por un lado impulsa la apreciación del dólar, poniendo en riesgo la solvencia de muchos gobiernos y empresas endeudadas en dicha divisa. Y, por otro lado, el hecho de que el euro y el yen tengan curvas de tipos de interés negativas afecta al margen de intermediación de la banca, que ya de por sí se encuentra en una posición delicada por el aumento de los créditos dudosos, en algunos casos relacionados con la exposición al sector energético y de materias primas.

Más allá de los riesgos geopolíticos, la amenaza de actos terroristas, como los acaecidos en París y en Bélgica, y la crisis de refugiados, preocupa el impacto que podría tener en los mercados la inestabilidad política en Europa. El aumento en el riesgo político pone en peligro la estabilidad de los mercados europeos. El voto del Reino Unido a favor de salir de la UE (*Brexit*) y el posible uso del artículo 50 del Tratado de Lisboa implica el fin de la irreversibilidad de la participación en la UE. Si bien el caso británico es muy particular, en el corto plazo crea incertidumbre sobre potenciales referéndums en otros países. En unos pocos años, si hay efectos económicos negativos en el Reino Unido, este tipo de riesgos podría reducirse. Además, el voto del Reino Unido para salir de la UE es un factor de volatilidad relevante. A corto plazo, la incertidumbre creada afecta tanto a los mercados bursátiles, como de materias primas y divisas. Sin embargo, se espera que la reacción de los bancos centrales amortigüe los efectos

negativos. A largo plazo, la posibilidad de que otros miembros también dejen la UE pone en peligro la estabilidad económica y la existencia del euro. Por último, se necesitan más detalles sobre el proceso de ruptura para evaluar mejor el impacto del *Brexit* sobre la economía real.

En el periodo transcurrido de 2016 el sobreabastecimiento del mercado del petróleo, que ha presionado a la baja los precios del crudo desde la segunda mitad de 2014, se está reduciendo y estaría cerca de desaparecer como consecuencia tanto del efecto de los bajos precios sobre la inversión como del reciente aumento de interrupciones no planificadas (Nigeria, Canadá, etc.), lo que ha acelerado el reequilibrio del mercado. La Agencia Internacional de la Energía prevé un equilibrio oferta/demanda durante la segunda mitad de 2016. Los bajos precios del petróleo han tenido un efecto positivo sobre la demanda en 2015, que persiste en el año 2016, y un efecto negativo sobre la oferta, especialmente en los países no OPEP (Organización de países Exportadores de Petróleo), donde la producción se ha reducido drásticamente, incluso sin considerar el efecto de las interrupciones. Sin embargo, el equilibrio del mercado de petróleo es débil pues los altos niveles de inventarios actúan como un amortiguador importante para el mercado.

Los analistas ya no descuentan recortes de producción de crudo OPEP en sus proyecciones para 2016, por lo que se espera que el ajuste del mercado venga principalmente por un crecimiento sostenido de la demanda y por correcciones importantes de la oferta no-OPEP. Los principales factores de riesgo negativos para el ajuste del mercado y, en consecuencia, para el escenario central de precios de 2016 son: (i) una demanda más contenida a la esperada, especialmente en las economías emergentes; (ii) una oferta no-OPEP más elástica a precios bajos que lo esperado; y (iii) una recuperación por encima de la esperada de la producción de Irán y Libia, o un nuevo repunte de la producción iraquí. Por el lado de la oferta, la reanudación tras los cortes no es un riesgo importante dado el mayor efecto de las disminuciones de la producción como consecuencia de la desinversión fuera de la OPEP y las incertidumbres geopolíticas en la región de la OPEP.

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 10 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.

En particular, y dada la importancia del Cambio Climático, Repsol está expuesta a posibles cambios en el entorno regulatorio relativo a las emisiones de gases de efecto invernadero debidas a su actividad industrial y asociadas al uso de sus productos.

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 la exploración y explotación de hidrocarburos, y 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. 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.

Riesgos operativos inherentes a los negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo

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.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

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 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, 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. 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

La existencia de conductas indebidas en la gestión o 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

El Grupo Repsol 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.

5.2. 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.

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.

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.

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 2016 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 5 Gestión del 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 hidrocarburos (en adelante “*Información E&P*”)², y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias pero no sustitutivas de estas.

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

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*”¹.

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

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

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).

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

¹ Véase la Nota 3 “*Resultados por segmentos*” de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2016.

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

³ El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios *Downstream* que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado Neto Ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial.

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 3.1 “Resultados” se incluyen los Resultados específicos del primer semestre de 2015 y 2016. A continuación se presentan los Resultados específicos del primer y segundo trimestre de 2015 y 2016.

<i>Millones de euros</i>	Segundo trimestre							
	Upstream		Downstream		Corporación		TOTAL	
	2T 2016	2T 2015	2T 2016	2T 2015	2T 2016	2T 2015	2T 2016	2T 2015
Desinversiones	(10)	-	201	27	-	(15)	191	12
Reestructuración plantillas	(37)	(4)	(129)	(1)	(150)	(11)	(316)	(16)
Deterioros	(9)	(66)	-	(4)	-	-	(9)	(70)
Provisiones y otros	(116)	(7)	(12)	12	(37)	(34)	(165)	(29)
TOTAL	(172)	(77)	60	34	(187)	(60)	(299)	(103)

<i>Millones de euros</i>	Primer trimestre							
	Upstream		Downstream		Corporación		TOTAL	
	1T 2016	1T 2015	1T 2016	1T 2015	1T 2016	1T 2015	1T 2016	1T 2015
Desinversiones	(1)	(2)	60	1	-	-	59	(1)
Reestructuración plantillas	(16)	(2)	(1)	-	(12)	(16)	(29)	(18)
Deterioros	2	-	(2)	(6)	-	(7)	0	(13)
Provisiones y otros	(23)	(24)	(9)	0	21	29	(11)	5
TOTAL	(38)	(28)	48	(5)	9	6	19	(27)

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

	Resultados del primer semestre											
	AJUSTES											
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	997	1.109 ⁽¹⁾	(108)	(102)	(219)	(236)	8	(88)	(319)	(426)	678	683
Resultado financiero	(262)	456	84	(37)	(18)	22	-	-	66	(15)	(196)	441
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	206	235	6	23	-	-	-	-	6	23	212	258
Resultado antes de impuestos	941	1.800	(18)	(116)	(237)	(214)	8	(88)	(247)	(418)	694	1.382
Impuesto sobre beneficios	(4)	(524)	18	116	(45)	84	(3)	25	(30)	225	(34)	(299)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	937	1.276	-	-	(282)	(130)	5	(63)	(277)	(193)	660	1.083
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(20)	(36)	-	-	2	-	(3)	6	(1)	6	(21)	(30)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	917	1.240	-	-	(280)	(130)	2	(57)	(278)	(187)	639	1.053

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

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

	Resultados del segundo trimestre											
	AJUSTES											
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	437	522 ⁽¹⁾	(83)	(99)	(241)	(159)	223	124	(101)	(134)	336	388
Resultado financiero	(185)	(199)	87	7	(40)	(1)	-	-	47	6	(138)	(193)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	95	109	(42)	76	-	-	-	-	(42)	76	53	185
Resultado antes de impuestos	347	432	(38)	(16)	(281)	(160)	223	124	(96)	(52)	251	380
Impuesto sobre beneficios	6	(101)	38	16	(20)	57	(56)	(35)	(38)	38	(32)	(63)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	353	331	-	-	(301)	(103)	167	89	(134)	(14)	219	317
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(8)	(19)	-	-	2	-	(8)	(6)	(6)	(6)	(14)	(25)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	345	312	-	-	(299)	(103)	159	83	(140)	(20)	205	292

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

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

	Resultados del primer trimestre											
	AJUSTES											
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	560 ⁽¹⁾	587 ⁽¹⁾	(25)	(3)	22	(77)	(215)	(212)	(218)	(292)	342	295
Resultado financiero	(77)	655	(3)	(44)	22	23	-	-	19	(21)	(58)	634
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	111	126	48	(53)	-	-	-	-	48	(53)	159	73
Resultado antes de impuestos	594	1.368	20	(100)	44	(54)	(215)	(212)	(151)	(366)	443	1.002
Impuesto sobre beneficios	(10)	(423)	(20)	100	(25)	27	53	60	8	187	(2)	(236)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	584	945	-	-	19	(27)	(162)	(152)	(143)	(179)	441	766
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(12)	(17)	-	-	-	-	5	12	5	12	(7)	(5)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	572	928	-	-	19	(27)	(157)	(140)	(138)	(167)	434	761

(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⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
EBITDA	2.417	2.383	(421)	(394)	-	-	1.996	1.989
EBITDA a CCS	2.409	2.471	(421)	(394)	8	(88)	1.996	1.989

	Segundo Trimestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
EBITDA	1.390	1.421	(234)	(261)	-	-	1.156	1.160
EBITDA a CCS	1.167	1.297	(234)	(261)	223	124	1.156	1.160

	Primer Trimestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
EBITDA	1.027	962	(187)	(133)	-	-	840	829
EBITDA a CCS	1.242	1.174	(187)	(133)	(215)	(212)	840	829

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

ROACE:

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

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

En el **ROACE CCS** el Resultado operativo corresponde al **Resultado de las operaciones continuadas a coste de reposición (CCS)**.

	2015 ⁽¹⁾	1S 2016	
NUMERADOR			
Resultado de explotación (NIIF-UE)	(2.697)	678	
Ajuste de Negocios Conjuntos	(441)	108	
Ajuste Resultados específicos	4.219	219	
Impuesto sobre beneficios ⁽²⁾	(304)	(108)	
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	475	206	
I. Resultado ROACE a coste medio ponderado	1.251	1.103	2.142⁽³⁾
Efecto Patrimonial	502	(5)	(10) ⁽³⁾
II. Resultado ROACE a coste de reposición (CCS)	1.753	1.098	2.132⁽³⁾
DENOMINADOR			
Total Patrimonio Neto	28.768		28.822
Deuda Financiera Neta ⁽³⁾	11.934		11.709
Capital empleado a final del periodo	40.702		40.531
III. Capital empleado medio ⁽⁴⁾	41.079		40.617
ROACE (I/III)	3,0		5,3
ROACE CCS (II/III)	4,2		5,3

⁽¹⁾ Magnitud real anual del ejercicio 2015.

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

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

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

2. Medidas de caja

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

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

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

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

	Primer Semestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.772	1.477	(171)	(179)	1.601	1.298
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(997)	(9.500)	255	1.449	(742)	(8.051)
Flujo de caja libre (I+II)	775	(8.023)	84	1.270	859	(6.753)
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(1.099)	5.511	17	(1.304)	(1.082)	4.207
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes	(324)	(2.512)	101	(34)	(223)	(2.546)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.769	5.027	(321)	(389)	2.448	4.638
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	2.445	2.515	(220)	(423)	2.225	2.092

⁽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	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	829	253	(130)	(49)	699	204
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(255)	(8.561)	128	884	(127)	(7.677)
Flujo de caja libre (I+II)	574	(8.308)	(2)	835	572	(7.473)
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(894)	1.830	39	(862)	(855)	968
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes	(320)	(6.478)	37	(27)	(283)	(6.505)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.765	8.993	(257)	(396)	2.508	8.597
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	2.445	2.515	(220)	(423)	2.225	2.092

⁽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.

	Primer Trimestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	943	1.224	(41)	(130)	902	1.094
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(742)	(939)	127	565	(615)	(374)
Flujo de caja libre (I+II)	201	285	86	435	287	720
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(205)	3.681	(22)	(442)	(227)	3.239
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes	(4)	3.966	64	(7)	60	3.959
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.769	5.027	(321)	(389)	2.448	4.638
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	2.765	8.993	(257)	(396)	2.508	8.597

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

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

	Primer Semestre					
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos		NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.445	2.514	(220)	(422)	2.225	2.092
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	4.214	5.755	-	-	4.214	5.755
Liquidez	6.659	8.269	(220)	(422)	6.439	7.847

	Segundo Trimestre					
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos		NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.445	2.514	(220)	(422)	2.225	2.092
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	4.214	5.755	-	-	4.214	5.755
Liquidez	6.659	8.269	(220)	(422)	6.439	7.847

	Primer Trimestre					
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos		NIIF-UE	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.765	8.993	(257)	(396)	2.508	8.597
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	6.175	2.886	-	-	6.175	2.886
Liquidez	8.940	11.879	(257)	(396)	8.683	11.483

Inversiones netas de explotación:

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

	Primer Semestre					
	Inversiones netas de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Upstream	1.281	9.649	(376)	(569)	905	9.080
Downstream	(258)	283	(1)	41	(259)	324
Corporación y ajustes	15	69	(20)	(4)	(5)	65
TOTAL	1.038⁽²⁾	10.001	(397)	(532)	641	9.469

	Segundo Trimestre					
	Inversiones netas de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Upstream	643	8.896	(198)	(239)	445	8.657
Downstream	(344)	149	1	43	(343)	192
Corporación y ajustes	30	24	(11)	(4)	19	20
TOTAL	329	9.069	(208)	(200)	121	8.869

	Primer Trimestre					
	Inversiones netas de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Upstream	638	753	(178)	(330)	460	423
Downstream	86	134	(2)	(2)	84	132
Corporación y ajustes	(15)	45	(9)	-	(24)	45
TOTAL	709	932	(189)	(332)	520	600

⁽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 de 2016 ascienden a 1.668 millones de euros.

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

3. Medidas de la situación financiera

Deuda y ratios de situación financiera:

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

	Deuda Neta			Reclasif. negocios conjuntos ⁽¹⁾			Magnitud según balance NIIF-UE		
	jun-16	mar-16	dic-15	jun-16	mar-16	dic-15	jun-16	mar-16	dic-15
Activo no corriente									
Instrumentos financieros no corrientes ⁽²⁾	98	93	121	609	545	512	707	638	633
Activo corriente									
Otros activos financieros corrientes	30	62	118	1.231	1.143	1.119	1.261	1.205	1.237
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.447	2.765	2.771	(222)	(257)	(323)	2.225	2.508	2.448
Pasivo no corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros no corrientes	(10.688)	(11.130)	(10.716)	54	129	135	(10.634)	(11.001)	(10.581)
Pasivo corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros corrientes	(3.719)	(3.879)	(4.320)	(2.707)	(2.675)	(2.753)	(6.426)	(6.554)	(7.073)
Partidas no incluidas en balance									
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex tipo de cambio ⁽⁴⁾	123	111	92	-	-	-	123	111	92
DEUDA NETA	(11.709)	(11.978)	(11.934)				(12.744)	(13.093)	(13.244)

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

Marzo 2016: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 17 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.699 millones de Euros, minorado en 329 millones de Euros por préstamos con terceros).

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).

⁽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-16	mar-16	dic-15	jun-16	mar-16	dic-15	jun-16	mar-16	dic-15
Pasivos financieros corrientes	(3.675)	(3.820)	(4.252)	(2.708)	(2.672)	(2.752)	(6.383)	(6.492)	(7.004)
Valoración neta a mercado de derivados financieros de tipo de cambio corrientes ⁽¹⁾	(22)	(7)	(1)	-	-	-	(22)	(7)	(1)
Deuda Bruta corriente	(3.697)	(3.828)	(4.253)	(2.708)	(2.672)	(2.752)	(6.405)	(6.500)	(7.005)
Pasivos Financieros no corrientes	(10.567)	(11.020)	(10.626)	55	128	135	(10.512)	(10.892)	(10.491)
Deuda Bruta no corriente	(10.567)	(11.020)	(10.626)	55	128	135	(10.512)	(10.892)	(10.491)
DEUDA BRUTA	(14.264)	(14.847)	(14.879)	(2.653)	(2.544)	(2.617)	(16.917)	(17.392)	(17.497)

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

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

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

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

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 / bbl/d	Barril/ Barril al día	kbbbl	Mil barriles de petróleo	Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbbbl/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	Mbbbl	Millón de barriles	tep	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatos por hora	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD / Dólar / \$	Dólar americano