



# Resultados 4T y Año 2017

28 de Febrero de 2018

**ÍNDICE**

<b>BASES DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>PRINCIPALES MAGNITUDES .....</b>	<b>4</b>
<b>PRINCIPALES HITOS DE 2017 Y CUARTO TRIMESTRE 2017.....</b>	<b>4</b>
RESULTADOS AÑO 2017 .....	4
RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE DE 2017 .....	6
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS .....</b>	<b>7</b>
UPSTREAM.....	7
DOWNSTREAM.....	10
CORPORACIÓN Y OTROS.....	11
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS: RESULTADOS ESPECÍFICOS.....</b>	<b>12</b>
RESULTADOS ESPECÍFICOS.....	12
<b>ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO: ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO AJUSTADO.....</b>	<b>13</b>
<b>ANÁLISIS DE DEUDA NETA: EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA .....</b>	<b>14</b>
<b>HECHOS DESTACADOS.....</b>	<b>15</b>
<b>ANEXO I - INFORMACIÓN FINANCIERA Y MAGNITUDES OPERATIVAS POR SEGMENTOS....</b>	<b>20</b>
MAGNITUDES OPERATIVAS.....	28
<b>ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....</b>	<b>31</b>
<b>ANEXO III – CONCILIACIÓN MAGNITUDES NON-GAAP A NIIF .....</b>	<b>35</b>

## BASES DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La definición de los segmentos de negocio del Grupo Repsol se basa en la delimitación de las diferentes actividades desarrolladas y que generan ingresos y gastos, así como en la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo de Repsol (Comités Ejecutivos Corporativo, de E&P y de Downstream) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2017 los segmentos de operación del Grupo son:

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

Por último, *Corporación y otros* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación, el resultado financiero, los resultados y magnitudes correspondientes a la participación en Gas Natural SDG<sup>1</sup>, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

El Grupo no realiza agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los negocios conjuntos<sup>2</sup> y otras sociedades gestionadas<sup>3</sup> 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.

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

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

<sup>1</sup> Incluye el resultado neto de la sociedad de acuerdo con el método de la participación. El resto de magnitudes (EBITDA, Flujo de Caja libre, etc.) únicamente incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo como accionista de Gas Natural SDG, S.A. (dividendos)

<sup>2</sup> Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo. Véase la Nota 12 de y el Anexo I de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017, donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

<sup>3</sup> Corresponde a Petrocarabobo, S.A. (Venezuela), entidad asociada del Grupo.

volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado Neto Ajustado no incluye el denominado *Efecto Patrimonial*. Este *Efecto Patrimonial* se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios, y se corresponde con la diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a Coste Medio Ponderado, que es el criterio utilizado por la compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea.

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

Toda la información presentada a lo largo de la presente nota, se ha elaborado de acuerdo a los criterios mencionados anteriormente, excepto la contenida en el Anexo II Estados Financieros Consolidados, que han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptada por la Unión Europea (NIIF-UE).

En el Anexo III se incluye la conciliación de las magnitudes que se presentan por segmentos a las que figuran en los Estados Financieros Consolidados (NIIF-UE).

La información y desgloses relativos a las MAR<sup>4</sup> utilizadas en la presente Nota de Resultados del cuarto trimestre de 2017 se incluyen en el Anexo I “Medidas Alternativas de rendimiento” de Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2017 y en la página web de Repsol.

Repsol publica hoy las Cuentas Anuales e Informe de Gestión consolidados del ejercicio 2017, y estarán disponibles en la página web de Repsol y de la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores).

---

<sup>4</sup> En octubre de 2015 la European Securities Markets Authority (ESMA) publicó las Directrices sobre Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de aplicación obligatoria para la información regulada que se publique a partir del 3 de julio de 2016.

**PRINCIPALES MAGNITUDES**

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	4T 2016	3T 2017	4T 2017	% Variación 4T17/4T16	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2017/2016
Upstream	17	148	145	-	52	632	-
Downstream	554	502	446	(19,5)	1.883	1.877	(0,3)
Corporación y Otros	127	(74)	112	(11,8)	(13)	(104)	-
<b>RESULTADO NETO AJUSTADO</b>	<b>698</b>	<b>576</b>	<b>703</b>	<b>0,7</b>	<b>1.922</b>	<b>2.405</b>	<b>25,1</b>
Efecto Patrimonial	137	10	154	12,4	133	104	(21,8)
Resultado Específico	(219)	(59)	(319)	(45,7)	(319)	(388)	(21,6)
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>616</b>	<b>527</b>	<b>538</b>	<b>(12,7)</b>	<b>1.736</b>	<b>2.121</b>	<b>22,2</b>

Magnitudes económicas (millones de euros)	4T 2016	3T 2017	4T 2017	% Variación 4T17/4T16	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2017/2016
EBITDA	1.668	1.607	2.008	20,4	5.226	6.723	28,6
EBITDA CCS	1.475	1.587	1.799	22,0	5.032	6.580	30,8
INVERSIONES NETAS	107	645	1.037	-	(500)	2.856	-
DEUDA NETA	8.144	6.972	6.267	(23,0)	8.144	6.267	(23,0)
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)	1,38	1,10	0,87	(36,9)	1,62	0,95	(41,2)

Magnitudes operativas	4T 2016	3T 2017	4T 2017	% Variación 4T17/4T16	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2017/2016
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	233	252	257	10,4	243	255	4,8
PRODUCCIÓN DE GAS (*) (Millones scf/d)	2.506	2.477	2.572	2,6	2.509	2.468	(1,6)
<b>PRODUCCIÓN TOTAL</b> (Miles de bep/d)	<b>679</b>	<b>693</b>	<b>715</b>	<b>5,3</b>	<b>690</b>	<b>695</b>	<b>0,7</b>
PRECIO DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	44,7	47,7	56,6	26,7	39,0	49,6	27,1
PRECIO DE REALIZACIÓN GAS (\$/Miles scf)	2,8	2,7	3,0	10,4	2,4	2,9	20,3
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	97,4	98,6	97,1	(0,3)	88,0	93,6	5,6
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	109,2	104,3	113,1	3,9	102,9	104,4	1,4
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	7,2	7,0	6,9	(4,2)	6,3	6,8	7,9

 (\*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm<sup>3</sup>/d = 0,178 Mbep/d.

**PRINCIPALES HITOS DE 2017 Y CUARTO TRIMESTRE 2017**
**RESULTADOS AÑO 2017**

- El **resultado neto ajustado** del año 2017 ascendió a 2.405 M€, un 25% superior al del año anterior. El **resultado neto** se situó en 2.121 M€, un 22% superior comparado con el año anterior.
- Los resultados acumulados por cada segmento de negocio se resumen a continuación:
  - El resultado neto ajustado de **Upstream** se situó en 632 M€, 580 M€ superior al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a unos mayores precios de realización de crudo y gas, la reanudación de la producción en Libia y unos menores costes operativos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unas mayores tasas de amortización y mayores impuestos como resultado del mayor resultado operativo.

La **producción** media de Upstream alcanzó 695 Kbp/d, lo que supone un incremento de 5 Kbp/d con respecto al 2016. Este incremento es debido principalmente a la reanudación de la producción en Libia, el incremento de producción y la puesta en marcha de nuevos proyectos: Juniper (Trinidad y Tobago), Lapa y Sapinhoa (Brasil) y Shaw, Cayley y Flyndre (Reino Unido). Todo

ello compensado por la venta de activos, principalmente TSP (Trinidad y Tobago), Tangguh (Indonesia) y Ogan Komering (Indonesia), así como al declino natural de los campos, el impacto de mayores precios en los contratos de PSC y a la menor demanda de gas, principalmente en Bolivia e Indonesia.

El **Ratio de Reemplazo de Reservas orgánico** en 2017 se situó en un 93%.

- En **Downstream**, el beneficio neto ajustado fue de 1.877 M€, en línea con el año anterior. Los mejores resultados en el negocio de Refino gracias a la mejora en márgenes y las mayores tasas de utilización en las unidades de destilación y conversión, un mejor desempeño del negocio de Marketing gracias a mayores volúmenes vendidos y mejores resultados en Trading y Gas & Power, fueron compensados por la menor contribución de los negocios de GLP, tras la venta del negocio de canalizado, y Química, principalmente debido a unos márgenes más bajos.
- En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue de -104 M€ en comparación con los -13 M€ del 2016. Los menores gastos por intereses financieros y menores costes corporativos en 2017 no compensaron las ganancias de la recompra de los bonos de Talisman, los mayores resultados por las posiciones de tipo de cambio generados en 2016 y la menor participación de Gas Natural Fenosa tras la venta del 10% desde septiembre de 2016.
- El **EBITDA a CCS** en año 2017 fue de 6.580 M€, un 31% superior en comparación con el mismo periodo de 2016, principalmente gracias a los mayores precios de petróleo y gas, los volúmenes de producción en Upstream y los menores costes como resultado del impacto positivo del programa de sinergias y eficiencias.
- La **generación de caja operativa** ha sido más que suficiente para cubrir los pagos por inversiones, dividendos e intereses durante el 2017 lo que ha permitido reducir la **deuda neta** del Grupo hasta los 6.267 M€, 1.877 M€ inferior respecto al cierre de 2016.
- El **ratio de deuda neta sobre capital empleado** se situó en 17,3% frente al 20,7% a finales de 2016.
- Nuestro programa **Sinergias y Eficiencias** generó alrededor de 2.400 M€ de ahorros en 2017, superando el objetivo inicialmente fijado de 2.100 M€ para finales de 2018. Los ahorros provienen principalmente de reducciones en servicios externos, gastos de personal y costes de desarrollo.

## RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE DE 2017

- El **resultado neto ajustado** del cuarto trimestre de 2017 ascendió a 703 M€, en línea con el cuarto trimestre del 2016. El **resultado neto** alcanzó 538 M€, un 13% inferior respecto mismo trimestre de 2016.
- Los resultados trimestrales por cada segmento de negocio se resumen a continuación:
  - El resultado neto ajustado de **Upstream** se ha situado en 145 M€, 128 M€ superior al del mismo trimestre de 2016, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, la reanudación de la producción en Libia y a unos menores costes operativos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor amortización técnica y unos mayores impuestos asociados a un mayor resultado operativo.
  - En **Downstream**, el resultado neto ajustado fue de 446 M€, un 19% inferior al del mismo periodo del año anterior como consecuencia de los menores resultados en los negocios de Refino y Química. Ambos negocios, experimentaron un entorno de mercado más desafiante debido al mayor precio de la materia prima y la energía y un mercado mejor abastecido.
  - En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue 112 M€, en comparación con los 127 M€ del mismo periodo de 2016. El menor gasto financiero por intereses, menores costes corporativos y una mayor contribución de Gas Natural Fenosa fueron más que compensados por el impacto de las posiciones de tipo de cambio en 2016.
- La **producción** media de Upstream alcanzó 715 Kbp/d en el cuarto trimestre del 2017, 36 Kbp/d superior a la del mismo periodo de 2016 debido principalmente a la reanudación de la producción en Libia, el inicio de la producción de Juniper (Trinidad y Tobago), Flyndre, Shaw y Cayley (Reino Unido) y la conexión de pozos en Sapinhoa Norte y Lapa (Brasil) y en Marcellus (EEUU). Todo ello parcialmente compensado por la venta de TSP (Trinidad y Tobago), Tangguh (Indonesia), Ogan Komering (Indonesia) y el campo SK (Rusia), el impacto de los precios en los contratos PSC y a la menor demanda de gas, principalmente en Bolivia. Reggane (Argelia), Sagari (Perú) y Kinabalu (Malasia) iniciaron la producción durante el trimestre.
- El **EBITDA CCS** del cuarto trimestre de 2017 alcanzó 1.799 M€, un 22% superior al mismo periodo de 2016.
- La **deuda neta** del Grupo a cierre del cuarto trimestre de 2017 se situó en 6.267 M€, 705 M€ inferior respecto al cierre del tercer trimestre de 2017, principalmente debido a la sólida generación de caja de los negocios.

**ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS**
**UPSTREAM**

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	4T 2016	3T 2017	4T 2017	% Variación 4T17/4T16	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2017/2016
<b>RESULTADO NETO AJUSTADO</b>	<b>17</b>	<b>148</b>	<b>145</b>	-	<b>52</b>	<b>632</b>	-
Resultado de las operaciones	(72)	180	326	-	(87)	1.009	-
Impuesto sobre beneficios	101	(41)	(191)	-	147	(408)	-
Resultado de participadas y minoritarios	(12)	9	10	-	(8)	31	-
<b>EBITDA</b>	<b>637</b>	<b>755</b>	<b>1.086</b>	<b>70,5</b>	<b>2.072</b>	<b>3.507</b>	<b>69,3</b>
<b>INVERSIONES NETAS</b>	<b>164</b>	<b>474</b>	<b>677</b>	-	<b>1.889</b>	<b>2.072</b>	<b>9,7</b>
<b>TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)</b>	<b>(138)</b>	<b>24</b>	<b>58</b>	<b>196,0</b>	<b>(168)</b>	<b>40</b>	<b>208,0</b>
<b>Cotizaciones internacionales</b>	<b>4T 2016</b>	<b>3T 2017</b>	<b>4T 2017</b>	<b>% Variación 4T17/4T16</b>	<b>Acumulado 2016</b>	<b>Acumulado 2017</b>	<b>% Variación 2017/2016</b>
Brent (\$/Bbl)	49,3	52,1	61,3	24,2	43,7	54,2	23,9
WTI (\$/Bbl)	49,3	48,2	55,3	12,2	43,5	50,9	17,0
Henry Hub (\$/MBtu)	3,0	3,0	2,9	(1,7)	2,5	3,1	26,3
Tipo de cambio medio (\$/€)	1,08	1,17	1,18	8,9	1,11	1,13	2,1
<b>Precios de realización</b>	<b>4T 2016</b>	<b>3T 2017</b>	<b>4T 2017</b>	<b>% Variación 4T17/4T16</b>	<b>Acumulado 2016</b>	<b>Acumulado 2017</b>	<b>% Variación 2017/2016</b>
CRUDO (\$/Bbl)	44,7	47,7	56,6	26,7	39,0	49,6	27,1
GAS (\$/Miles scf)	2,8	2,7	3,0	10,4	2,4	2,9	20,3
<b>Exploración (*)</b>	<b>4T 2016</b>	<b>3T 2017</b>	<b>4T 2017</b>	<b>% Variación 4T17/4T16</b>	<b>Acumulado 2016</b>	<b>Acumulado 2017</b>	<b>% Variación 2017/2016</b>
G&A y amortización de bonos y sondeos secos	270	69	247	(8,5)	443	457	3,2
<b>Producción</b>	<b>4T 2016</b>	<b>3T 2017</b>	<b>4T 2017</b>	<b>% Variación 4T17/4T16</b>	<b>Acumulado 2016</b>	<b>Acumulado 2017</b>	<b>% Variación 2017/2016</b>
LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	233	252	257	10,4	243	255	4,8
GAS (*) (Millones scf/d)	2.506	2.477	2.572	2,6	2.509	2.468	(1,6)
<b>TOTAL (Miles de bep/d)</b>	<b>679</b>	<b>693</b>	<b>715</b>	<b>5,3</b>	<b>690</b>	<b>695</b>	<b>0,7</b>

 (\*) Sólo costes directos atribuibles a proyectos de exploración. (\*\*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm<sup>3</sup>/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado neto ajustado** en el trimestre ascendió a 145 M€, 128 M€ superior al registrado en el mismo periodo de 2016, debido principalmente a unos mayores precios de realización de crudo y gas, la reanudación de la producción en Libia y menores costes operativos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor amortización técnica, unos mayores impuestos como consecuencia del mayor resultado operativo.

Los principales factores que explican las variaciones en el resultado de la división de Upstream excluyendo la aportación de Libia respecto al mismo trimestre del año anterior son:

- Los mayores **precios de realización de crudo y gas**, netos del efecto de regalías, han tenido un efecto positivo en el resultado operativo de 273 M€.
- Los **menores volúmenes**, ha contribuido negativamente al resultado operativo en 31 M€.
- La **actividad exploratoria**, excluyendo el efecto tipo de cambio, ha tenido un impacto positivo en el resultado operativo de 12 M€, debido principalmente a unos menores costes de geología y geofísica

(G&G), menores costes generales y de administración (G&A) y una menor amortización de bonos, parcialmente compensados por una mayor amortización de pozos secos.

- Las **amortizaciones** fueron 41 M€ superiores debido principalmente a la mayor producción en Brasil y Trinidad y Tobago y a mayores tasas de amortización.
- Los **impuestos sobre beneficios** han impactado negativamente el resultado neto en 211 M€ como consecuencia de un mayor resultado operativo.
- Los resultados de **sociedades participadas y minoritarios, la variación del tipo de cambio y otros costes** explican las diferencias restantes.

La variación de la aportación de **Libia** del cuarto trimestre respecto al mismo trimestre del año pasado, fue de 136 M€ y 54 M€ en el resultado operativo y en el resultado neto ajustado respectivamente.

La **producción** media de Upstream alcanzó 715 Kbp/d en el cuarto trimestre del 2017, 36 Kbp/d superior a la del mismo periodo de 2016 debido principalmente a la reanudación de la producción en Libia, el inicio de la producción de Juniper (Trinidad y Tobago), Flyndre, Shaw y Cayley (Reino Unido) y la conexión de pozos en Sapinhoa Norte y Lapa (Brasil) y en Marcellus (EEUU). Todo ello parcialmente compensado por la venta de TSP (Trinidad y Tobago), Tangguh (Indonesia), Ogan Komering (Indonesia) y el campo SK (Rusia), el impacto de los precios en los contratos PSC y a la menor demanda de gas, principalmente en Bolivia. Reggane (Argelia), Sagari (Perú) y Kinabalu (Malasia) iniciaron la producción durante el trimestre.

Durante el cuarto trimestre de 2017, se completaron tres pozos (dos exploratorios y un appraisal) que fueron declarados negativos. A lo largo de 2017, se han perforado un total de 16 pozos, 14 exploratorios y 2 de evaluación, de los cuales 6 fueron declarados positivos, mientras que los otros 10 fueron negativos. Destacar los descubrimientos de los pozos Horseshoe-1 y Horseshoe-1A en Alaska y Savannah y Macadamia en Trinidad y Tobago.

### Resultados Acumulados

El **resultado neto ajustado** de Upstream en 2017 se ha situado en 632 M€, 580 M€ superior al mismo periodo del año pasado, debido principalmente los mayores precios de petróleo y gas, la reanudación de la producción en Libia y menores costes operativos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unas mayores tasas de amortización y mayores impuestos como resultado del mayor resultado operativo.

La **producción** media de Upstream alcanzó 695 Kbp/d, lo que supone un incremento de 5 Kbp/d con respecto al 2016. Este incremento es debido principalmente a la reanudación de la producción en Libia, el incremento de producción y la puesta en marcha de nuevos proyectos: Juniper (Trinidad y Tobago), Lapa y Sapinhoa (Brasil) y Shaw, Cayley y Flyndre (Reino Unido). Todo ello compensado por la venta de activos, principalmente TSP (Trinidad y Tobago), Tangguh (Indonesia) y Ogan Komering (Indonesia), así como al declino natural de los campos, el impacto de los precios en los contratos de PSC y a la menor demanda de gas, principalmente en Bolivia e Indonesia.

El **Ratio de Reemplazo de Reservas orgánico** en 2017 se situó en el 93%.

### Inversiones de Explotación netas

Las **inversiones de explotación** netas en Upstream en el cuarto trimestre de 2017 ascendieron a 677 M€. Excluyendo las desinversiones, las inversiones en Upstream en el cuarto trimestre ascendieron a 716 M€, 117 M€ superior a las del cuarto trimestre de 2016.

Las **inversiones en desarrollo** representaron un 67% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (22%), Canadá (15%), Brasil (13%), Argelia (11%), Noruega (9%), Trinidad y Tobago (8%) y Malasia (5%); las **inversiones en exploración** representaron un 26% del total y se realizaron fundamentalmente en Bulgaria (15%), Trinidad y Tobago (15%), Estados Unidos (11%), Bolivia (10%), México (9%), Indonesia (8%), Rumania (6%) y Colombia (6%).

Las **inversiones de explotación netas** en Upstream en 2017 ascendieron a 2.072 M€. Excluyendo las desinversiones, las inversiones en Upstream en el 2017 ascendieron a 2.089 M€, 275 M€ inferiores a las del 2016.

Las **inversiones en desarrollo** representaron el 77% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (21%), Trinidad y Tobago (16%), Canadá (12%), Brasil (9%), Argelia (8%), Reino Unido (6%) y Malasia (5%). Las **inversiones en exploración** representaron un 20% del total y se realizaron fundamentalmente en Colombia (13%), Trinidad y Tobago (11%), Bolivia (9%), Indonesia (8%), Vietnam (8%), Bulgaria (8%), Estados Unidos (6%) y Argelia (5%).

**DOWNSTREAM**

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	4T 2016	3T 2017	4T 2017	% Variación 4T17/4T16	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2017/2016
<b>RESULTADO NETO AJUSTADO</b>	<b>554</b>	<b>502</b>	<b>446</b>	<b>(19,5)</b>	<b>1.883</b>	<b>1.877</b>	<b>(0,3)</b>
Resultado de las operaciones	716	686	547	(23,6)	2.467	2.467	-
Impuesto sobre beneficios	(155)	(172)	(99)	36,1	(565)	(572)	(1,2)
Resultado de participadas y minoritarios	(7)	(12)	(2)	71,4	(19)	(18)	5,3
<b>RESULTADO NETO AJUSTADO A MIFO</b>	<b>691</b>	<b>512</b>	<b>600</b>	<b>(13,2)</b>	<b>2.016</b>	<b>1.981</b>	<b>(1,7)</b>
Efecto patrimonial	137	10	154	12,4	133	104	(21,8)
<b>EBITDA</b>	<b>1.094</b>	<b>904</b>	<b>964</b>	<b>(11,9)</b>	<b>3.367</b>	<b>3.386</b>	<b>0,6</b>
EBITDA CCS	901	884	755	(16,2)	3.173	3.243	2,2
INVERSIONES NETAS	(42)	163	349	-	(496)	757	-
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	22	25	18	(4,0)	23	23	-
<b>Magnitudes operativas</b>	<b>4T 2016</b>	<b>3T 2017</b>	<b>4T 2017</b>	<b>% Variación 4T17/4T16</b>	<b>Acumulado 2016</b>	<b>Acumulado 2017</b>	<b>% Variación 2017/2016</b>
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	7,2	7,0	6,9	(4,2)	6,3	6,8	7,9
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	97,4	98,6	97,1	(0,3)	88,0	93,6	5,6
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	109,2	104,3	113,1	3,9	102,9	104,4	1,4
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	13.526	13.442	13.323	(1,5)	48.048	51.836	7,9
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	714	740	708	(0,9)	2.892	2.855	(1,3)
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	368	247	378	2,7	1.747	1.375	(21,3)
COMERCIALIZACIÓN GN NORTEAMÉRICA (Tbtu)	102,9	110,1	120,5	17,1	413,6	496,2	20,0
<b>Cotizaciones internacionales (\$/Mbtu)</b>	<b>4T 2016</b>	<b>3T 2017</b>	<b>4T 2017</b>	<b>% Variación 4T17/4T16</b>	<b>Acumulado 2016</b>	<b>Acumulado 2017</b>	<b>% Variación 2017/2016</b>
Henry Hub	3,0	3,0	2,9	(1,7)	2,5	3,1	26,3
Algonquin	3,8	2,3	5,3	37,0	3,1	3,7	19,7

El **resultado neto ajustado** del Downstream en el cuarto trimestre de 2017 ha ascendido a 446 M€, un 19% inferior al del cuarto trimestre de 2016.

Los principales impactos en los negocios del Downstream que explican los resultados del cuarto trimestre de este año frente al del año anterior son:

- En **Refino**, el resultado operativo fue de 54 M€ inferior con respecto al mismo periodo del año pasado. La mayor fortaleza de los diferenciales de destilados medios no fue capaz de compensar los mayores costes de energía y el estrechamiento de los diferenciales entre crudos ligeros y pesados generando unos menores márgenes.
- En **Química**, el escenario más adverso por los mayores precios de la materia prima y de la energía y un mercado mejor abastecido tuvieron un impacto negativo en el resultado operativo de 55 M€.
- En los negocios comerciales, **Marketing, Lubricantes y GLP**, el resultado de las operaciones fue superior en 13 M€ al cuarto trimestre de 2016 debido principalmente a mayores márgenes y unas mayores ventas de Marketing.
- En **Trading y Gas & Power**, el resultado operativo estuvo en línea con el cuarto trimestre del 2016.

- Los **resultados de otras actividades, de sociedades participadas y minoritarios, el efecto del tipo de cambio y los impuestos** explican el resto de la variación.

### Resultados Acumulados

El beneficio neto ajustado en 2017 fue de 1.877 M€, en línea con el año anterior. Unos mejores resultados en el negocio de Refino gracias a la mejora en márgenes y mayores tasas de utilización en las unidades de destilación y conversión, un mejor desempeño del negocio de Marketing gracias a mayores volúmenes vendidos y mejores resultados en Trading y Gas & Power, fueron compensados por la menor contribución de los negocios de GLP, tras la venta del negocio de canalizado, y Química, principalmente debido a márgenes más bajos.

### Inversiones de Explotación netas

Las **inversiones de explotación** en Downstream en el cuarto trimestre y en el 2017 ascendieron a 349 M€ y 757 M€ respectivamente. Excluyendo las desinversiones, las inversiones en el cuarto trimestre de 2017 ascendieron a 360 M€, 86 M€ superior que al mismo periodo de 2016, mientras que las inversiones en 2017 se situaron en 805 M€, 62 M€ superiores que el 2016.

## CORPORACIÓN Y OTROS

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	4T 2016	3T 2017	4T 2017	% Variación 4T17/4T16	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2017/2016
<b>RESULTADO NETO AJUSTADO</b>	<b>127</b>	<b>(74)</b>	<b>112</b>	<b>(11,8)</b>	<b>(13)</b>	<b>(104)</b>	-
Resultado de Corporación y ajustes	(80)	(72)	(66)	17,5	(313)	(262)	16,3
Resultado financiero	70	(110)	(17)	-	(315)	(356)	(13,0)
Impuesto sobre beneficios	51	59	82	60,8	254	242	(4,7)
Gas Natural Fenosa y otros	86	49	113	31,4	361	272	(24,7)
EBITDA	(63)	(52)	(42)	33,3	(213)	(170)	20,2
INTERESES NETOS	(98)	(85)	(82)	16,3	(426)	(350)	17,8
INVERSIONES NETAS	(15)	8	11	-	(1.893)	27	-
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	(522)	(33)	(98)	-	(41)	(39)	2,0

### **CORPORACIÓN Y AJUSTES**

El resultado de **Corporación y ajustes** en el cuarto trimestre de 2017 ascendió a -66 M€, frente a -80 M€ en el mismo trimestre del año anterior, principalmente debido a menores costes corporativos.

En el 2017, el resultado de **Corporación y ajustes** ascendió a -262 M€, frente a -313 M€ en el mismo periodo del año anterior, gracias a menores costes corporativos.

**RESULTADO FINANCIERO**

El **resultado financiero** del cuarto trimestre de 2017 fue de -17 M€, comparados con los 70 M€ en el cuarto trimestre de 2016 debido principalmente a menores resultados por posiciones de tipo de cambio, parcialmente compensado con unos menores gastos por intereses financieros.

El **resultado financiero** en 2017 fue de -356 M€, comparado con los -315 M€ del 2016, principalmente debido a las ganancias obtenidas en 2016 con la recompra de los bonos de Talisman y unos menores resultados por las posiciones de tipo de cambio, parcialmente compensados por menores gastos por intereses financieros.

**GAS NATURAL FENOSA**

El **resultado neto ajustado** atribuible a Repsol, en el cuarto trimestre de 2017, asciende a 115 M€, un 34% superior al mismo periodo del año anterior, debido principalmente al impacto positivo de las plusvalías por venta de activos y otros resultados atípicos, parcialmente compensados por unos menores resultados en la comercialización de gas y electricidad.

El **resultado neto ajustado** en 2017 fue de 274 M€, un 24% inferior que en el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la menor participación en la compañía desde septiembre de 2016. En 2017, Gas Natural Fenosa registró unos mayores resultados debido a la distribución de gas en Latinoamérica y al impacto positivo de mayores plusvalías por venta de activos y otros resultados atípicos, parcialmente compensado por menores resultados de comercialización de gas y electricidad.

**ANÁLISIS DE RESULTADOS: RESULTADOS ESPECÍFICOS**
**RESULTADOS ESPECÍFICOS**

[Cifras no auditadas]

Results (€ Million)	4T 2016	3T 2017	4T 2017	% Variación 4T17/4T16	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2017/2016
Desinversiones	104	(2)	(72)	-	737	(51)	-
Reestructuración de plantilla	(22)	(13)	(12)	45,5	(393)	(64)	83,7
Deterioros	(400)	1	(612)	(53,0)	(434)	(635)	(46,3)
Provisiones y otros	99	(45)	377	280,8	(229)	362	-
<b>RESULTADOS ESPECÍFICOS</b>	<b>(219)</b>	<b>(59)</b>	<b>(319)</b>	<b>(45,7)</b>	<b>(319)</b>	<b>(388)</b>	<b>(21,6)</b>

Los **resultados específicos** en el cuarto trimestre de 2017 se situaron en -319 M€, debido principalmente a provisiones por deterioro de activos en Venezuela y al impacto de la reforma fiscal en EEUU, compensado principalmente por la reversión de provisiones en Reino Unido.

Los **resultados específicos** de 2017 se situaron en -388 M€, principalmente por provisiones de activos en Venezuela, al impacto de la reforma fiscal en EEUU y a los costes de reestructuración, compensado principalmente por la reversión de provisiones en Reino Unido.

**ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO: ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO AJUSTADO**

En este apartado se recoge el Estado de Flujos de Efectivo Ajustado del Grupo:

[Cifras no auditadas]

	ENERO - DICIEMBRE	
	2016	2017
<b>I. FLUJO DE CAJA DE LAS OPERACIONES</b>		
EBITDA A CCS	5.032	6.580
Cambios en el capital corriente (1)	(583)	(608)
Cobros de dividendos	383	218
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(283)	(357)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(717)	(327)
	<b>3.832</b>	<b>5.506</b>
<b>II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Pagos por inversiones	(3.157)	(3.030)
Cobros por desinversiones	3.648	84
	<b>491</b>	<b>(2.946)</b>
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)</b>	<b>4.323</b>	<b>2.560</b>
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(420)	(332)
Intereses netos	(600)	(544)
Autocartera	(92)	(293)
<b>CAJA GENERADA EN EL PERIODO</b>	<b>3.211</b>	<b>1.391</b>
Actividades de financiación y otros	(1.062)	(1.489)
<b>AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES</b>	<b>2.149</b>	<b>(98)</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>2.769</b>	<b>4.918</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>4.918</b>	<b>4.820</b>

(1) Incluye un efecto inventario antes de impuestos de 143 M€ y 194 M€ para 2017 y 2016, respectivamente.

**ANÁLISIS DE DEUDA NETA: EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA**

En este apartado se recogen los datos de la deuda financiera neta ajustada del Grupo:

[Cifras no auditadas]

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (Millones de euros)	4T 2017	Ene - Dic 2017
<b>DEUDA NETA GRUPO AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>6.972</b>	<b>8.144</b>
EBITDA A CCS	(1.799)	(6.580)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL <sup>(1)</sup>	6	608
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS <sup>(2)</sup>	(150)	357
INVERSIONES NETAS	1.030	2.932
DIVIDENDOS Y REMUNERACIONES DE OTROS INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	0	332
EFEECTO TIPO DE CAMBIO	(4)	(282)
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS <sup>(3)</sup>	212	756
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>6.267</b>	<b>6.267</b>
	<b>2017</b>	
CAPITAL EMPLEADO OP. CONT. (M€)	36.330	
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	17,3	
ROACE (%)	7,4	
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)	0,95	

(1) Incluye un efecto de inventario antes de impuestos de 209 millones de euros y 143 millones de euros para el cuarto trimestre de 2017 y año 2017, respectivamente.

(2) Incluye los tres pagos fraccionados en España por impuesto de sociedades de 2017 y el cobro de 684 millones de euros por la liquidación de impuestos de sociedades de 2016.

(3) Incluye principalmente intereses de la deuda, dividendos cobrados, provisiones aplicadas y los efectos de la incorporación/venta de sociedades.

La **deuda neta** del Grupo a cierre del cuarto trimestre de 2017 se situó en 6.267 M€, 705 M€ inferior respecto al cierre del tercer trimestre de 2017. Al final del año el ratio de deuda neta sobre capital empleado se situó en el 17,3%.

La generación de caja operativa supera con creces las inversiones netas, los intereses financieros y el pago de dividendos y ayudó a reducir la deuda neta en 1.877 M€

La **liquidez** del Grupo a cierre del 2017 se situó aproximadamente en 7.600 M€ (incluyendo las líneas de créditos comprometidas no dispuestas) lo que supone aproximadamente 1,82 veces los vencimientos de deuda bruta en el corto plazo.

## HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del tercer trimestre de 2017, los hechos más significativos relacionados con la Compañía han sido los siguientes:

En **Upstream**, el 28 de octubre se inició la producción de crudo en el proyecto de redesarrollo del campo offshore Kinabalu en Malasia. Repsol es la compañía operadora con el 60% de participación en este proyecto ubicado en el oeste de la cuenca Malay.

El 22 de noviembre el presidente de Bolivia, Evo Morales, y el presidente de Repsol, Antonio Brufau, firmaron la adjudicación del bloque exploratorio Iñiguazú, ubicado en el sur del país, donde se encuentran los principales campos productores de gas de Bolivia. El bloque cuenta con una extensión de 644 km<sup>2</sup>, se sitúa en el departamento de Tarija y es colindante con el Área de Caipipendi (Margarita-Huacaya) operada por Repsol. El bloque está participado por un consorcio formado por Repsol, que será la compañía operadora, YPFB Andina, Shell y PAE.

También el 22 de noviembre, se anunció que Repsol obtuvo la adjudicación del Área Entorno de Sapinhoá junto con las compañías Petrobrás y Shell en la 2ª Ronda de PSC llevada a cabo en octubre en Brasil.

El 24 de noviembre se inició la producción de gas en el campo Sagari, situado en el bloque 57, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, una de las zonas gasíferas más prolíficas de Perú, donde Repsol es la compañía operadora, con una participación del 53,84%. El otro gran descubrimiento en el bloque 57, Kinteroni, comenzó ya a producir en 2014.

El 6 de diciembre, en la Ronda Exploratoria NS2017W (North Slope Areawide Lease Sale) realizada en Alaska, Repsol se adjudicó 45 nuevos bloques exploratorios situados al sur de los descubrimientos realizados en el primer semestre de 2017 con los sondeos Horseshoe-1 y Horseshoe-1A en la formación Nanushuk.

El 14 de diciembre se anunció que Repsol había sido elegida como la mejor empresa de Exploración y Producción de 2017 por el jurado internacional que integra los prestigiosos premios Standard & Poor's Global Platts, en reconocimiento al excelente desempeño en el área de E&P y la capacidad para generar valor en un contexto marcado por la volatilidad y los precios bajos del crudo.

El 18 de diciembre se anunció la puesta en producción del proyecto de gas de Reggane Nord, en Argelia, que se encuentra en el desierto argelino, a unos 1.500 km al suroeste de Argel. Está previsto que los campos de gas de Reggane Nord alcancen su capacidad máxima de producción, 8 millones de metros cúbicos de gas al día, durante el primer trimestre de 2018. El proyecto de Reggane Nord está compuesto por seis campos de gas (Azrafil Sud-Est, Kahlouche, Kahlouche Sud, Tiouliline, Sali y Reggane). El consorcio Reggane Nord está operado conjuntamente con Sonatrach. La participación de Repsol en el proyecto es del 29,25%.

El 19 de diciembre, Repsol presentó un Plan revisado de Desarrollo y Operación (PDO) del campo Yme al Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega. Repsol participa en el consorcio de desarrollo con un 55% de participación. El inicio de producción de este proyecto está previsto para la primera mitad de 2020.

El 25 de enero se anunció el inicio de las operaciones de perforación contempladas dentro del programa de desarrollo y puesta en producción del proyecto de aguas profundas Buckskin en el Golfo de México

estadounidense, en el área de Keathley Canyon. Repsol participa con un 22,5%. Para llevar a cabo la perforación de desarrollo en Buckskin se ha optado por la plataforma de perforación Seadrill West Neptune (buque de vanguardia clase DP3 de sexta generación para la perforación en aguas profundas).

En México en la Ronda Exploratoria en Aguas Profundas celebrada el 31 de enero de 2018 Repsol se adjudicó, con diferentes consorcios, 3 nuevos bloques exploratorios (Bloques 10, 14 y 29).

El 1 de febrero de 2018 se anunció el acuerdo alcanzado en Noruega con la compañía Total para adquirir el 7,7% que esta compañía tenía en el campo Visund, situado en aguas noruegas del Mar del Norte. El campo Visund, operado por Statoil, es un yacimiento de crudo y gas situado a 22 kilómetros de la costa de Noruega. En 2017 alcanzó una producción media de más de 120.000 barriles equivalentes de petróleo al día.

En **Downstream**, el 28 de noviembre Repsol y Amazon anunciaron un acuerdo para instalar taquillas automáticas en nuestras estaciones de servicio, donde los clientes pueden recibir compras realizadas en la multinacional de comercio electrónico. Los casilleros automáticos, conocidos como Amazon Lockers, permiten a los usuarios comprar en línea en la estación Repsol más cercana. El servicio es simple y seguro, y se puede usar las 24 horas del día, los siete días de la semana. El servicio ya está disponible en 70 estaciones de la red de Repsol en 21 provincias españolas. Con esta nueva asociación, Repsol ofrece a sus clientes un servicio nuevo e innovador que facilitará las entregas diarias aprovechando la gran red de estaciones de servicio de la compañía y sus horarios de atención extendidos. El acuerdo se suma a otros acuerdos con compañías como El Corte Inglés, Disney y Nespresso que refuerzan el compromiso de Repsol con la calidad, el servicio, la innovación y la adaptación continua a las necesidades de los clientes.

El 4 de enero de 2018, Repsol anunció la adquisición del 70% de participación en Klikin, una startup que ha desarrollado una plataforma digital de reserva, pago y gestión de promociones para conectar a negocios locales con sus clientes. Esta operación se enmarca dentro de la estrategia de crecimiento de los negocios digitales de Repsol y permitirá impulsar su aplicación Waylet, para que se convierta en un referente en pago y fidelización para todo tipo de comercios y poder crecer internacionalmente. Con este acuerdo, la compañía lidera un modelo de relación, interacción e impulso de negocios con startups completamente innovador en el mercado español, para responder con agilidad a las nuevas expectativas del consumidor.

El 31 de enero, Kia Motors Iberia y Repsol anunciaron el acuerdo para lanzar WiBLE, un nuevo operador de car-sharing que impulsa la movilidad sostenible en las ciudades y sus alrededores. Madrid es la ciudad elegida para el debut europeo del servicio, que estará operativo en la segunda mitad del año. El proyecto combina la amplia experiencia en negocios de movilidad y el conocimiento de los consumidores de Repsol, con el know-how de Kia, la cuarta marca favorita de consumidores en nuestro país, y supone un fuerte compromiso con la movilidad sostenible, 100% eléctrica, híbrida y en vehículos híbridos.

En **Corporación**, el 23 de noviembre la emisión de bonos verdes certificados de Repsol ganó el reconocimiento de la revista Petroleum Economist. El jurado de los Premios Petroleum Economist, que reconocen a los mejores dirigentes, empresas y proyectos del sector, ha valorado la innovación y el compromiso de la compañía para reducir las emisiones en sus operaciones utilizando los fondos derivados de estos bonos. Paul Ferneyhough, Director Corporativo de Finanzas y Relaciones con Inversores de Repsol, recibió el premio y destacó el compromiso de la compañía en la lucha contra el cambio climático a través de numerosas iniciativas. En mayo, Repsol se convirtió en la primera compañía petrolera del mundo en emitir un bono verde certificado de 500 millones de euros, que fue bien recibido por los inversores. El

bono financiará más de 300 proyectos que reducirán las emisiones al mejorar la eficiencia a través de la innovación y la tecnología.

El 28 de noviembre la agencia Standard & Poor's anunció un alza de la calificación crediticia a largo plazo de Repsol desde BBB- a BBB, así como de la calificación a corto plazo desde A-3 a A-2, ambas con perspectiva estable.

El 29 de noviembre, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. aprobó el pago de una retribución a los accionistas en el marco del Programa Repsol Dividendo Flexible y en sustitución del que hubiese sido el tradicional dividendo a cuenta del ejercicio 2017, equivalente a 0,4 euros brutos por acción, bajo la fórmula del "Scrip Dividend" y sujeto a los correspondientes redondeos de conformidad con las fórmulas previstas en el acuerdo de aumento de capital de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de mayo de 2017, dentro del punto séptimo de su Orden del Día.

El 12 de diciembre, el Consejero Delegado de la compañía acordó implementar la ampliación de capital antes mencionada en el marco del Programa Repsol Dividendo Flexible. El número de derechos de asignación gratuita necesarios para recibir una acción nueva fue de 39 y el precio garantizado del compromiso de derechos de compra de Repsol fue de 0,388 € brutos por derecho.

El 13 de diciembre, Repsol y Microsoft firmaron una alianza que permitirá a la compañía energética seguir avanzando en su proceso de digitalización y a la empresa de software y servicios cloud desarrollar soluciones innovadoras para la industria energética. El acuerdo ha sido rubricado por el Consejero Delegado de Repsol, Josu Jon Imaz, y la Presidenta de Microsoft España, Pilar López, que estuvo acompañada por el Presidente Global de Operaciones de Microsoft Corp., JeanPhilippe Courtois. También han estado presentes en el acto de firma la Directora General de Downstream de Repsol, María Victoria Zingoni, y el Director Corporativo de Estrategia, Control y Recursos de Repsol, Antonio Lorenzo.

El acuerdo prevé la creación de un Equipo de Coordinación de Proyectos Digitales que gestionará la alianza entre Repsol y Microsoft, impulsará iniciativas compartidas entre ambas compañías y trabajará en la identificación de escenarios específicos del negocio. La aplicación de estas tecnologías, a la vanguardia en el ámbito digital, supondrá una ventaja competitiva y permitirá abordar con éxito las necesidades que surjan en el futuro.

El 18 de diciembre, Repsol Oil & Gas Canada Inc. anunció la emisión de un aviso de amortización para canjear, el 17 de enero de 2018, todas sus emisiones senior emitidas y en circulación del 3.750% con vencimiento en 2021.

El 20 de diciembre, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. aprobó, a propuesta del accionista CaixaBank, S.A. y previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos, el nombramiento por cooptación de D. Jordi Gual Solé como Consejero Externo Dominical de la Sociedad —para cubrir la vacante producida por la renuncia presentada, ese mismo día, por D. Antonio Massanell Lavilla a su cargo de Consejero— y su designación como miembro de la Comisión de Nombramientos y de la Comisión de Sostenibilidad.

El 9 de Enero de 2018, como continuación de los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en fechas 29 de noviembre de 2017 y 12 de diciembre de 2017, Repsol, S.A. ("Repsol") comunicó que con fecha 5 de enero de 2018 finalizó el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita correspondientes al aumento de capital liberado a través del cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible". Los titulares de un 74,22% de los

derechos de asignación gratuita (un total de 1.133.687.568 derechos) han optado por recibir nuevas acciones de Repsol. Por tanto, el número definitivo de acciones ordinarias de un (1) euro de valor nominal unitario que se han emitido en el aumento de capital es de 29.068.912, siendo el importe nominal del aumento 29.068.912 euros, lo que supone un incremento de aproximadamente el 1,90% sobre la cifra del capital social de Repsol previa al aumento de capital.

El 10 de enero de 2018, a solicitud de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y como consecuencia de las noticias aparecidas en diversos medios de comunicación relativas a una posible venta de acciones de Repsol en Gas Natural SDG, SA, Repsol informó que no tiene como política comentar noticias no contrastadas que puedan aparecer en los medios de comunicación, pero dada la solicitud mencionada, comunicó que en el marco del Plan Estratégico 2016-2020, y como parte de una gestión dinámica permanente del portafolio de negocios, Repsol analiza regularmente diferentes alternativas entre las que se incluyen aquéllas relativas a su participación en Gas Natural SDG, SA. A estos efectos, Repsol informó que había recibido muestras de interés de diversos inversores, entre los que se encontraba la mencionada CVC, al objeto de explorar las posibilidades de desinversión de su participación del 20% en Gas Natural SDG, S.A. En relación con esa expresión de interés en fase preliminar, se comunicó que no existía acuerdo suscrito, ni se había contratado asesoramiento jurídico o financiero, ni se había tomado decisión alguna al respecto por parte del Consejo de Administración.

El 15 de enero de 2018, en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2015, dentro del punto séptimo del Orden del Día, Repsol, S.A. comunicó la puesta en marcha del Plan de Adquisición de Acciones 2018 (el "Plan") dirigido a los empleados en activo del Grupo Repsol en España que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse al Plan. Este Plan permite a sus beneficiarios recibir parte de su retribución correspondiente a 2018 en acciones de Repsol, S.A. con un límite anual máximo de 12.000 euros. Para este ejercicio 2018, el Plan se inicia el día 1 de enero y finalizará el 31 de diciembre. La entrega de acciones a los beneficiarios se realizará con carácter mensual.

El 22 de enero de 2018, Repsol publicó el "Trading Statement", documento que proporciona información provisional correspondiente al cuarto trimestre de 2018, incluyendo datos sobre el entorno económico y datos operativos de la compañía durante el periodo.

El 20 de febrero de 2018, el Consejero D. Mario Fernández Pelaz presentó la dimisión a su cargo de vocal del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

El 22 de febrero de 2018, Repsol, S.A. ha alcanzado un acuerdo con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. ("Rioja"), una sociedad controlada por fondos asesorados por CVC, para la venta de su participación en Gas Natural SDG, S.A. ("Gas Natural") correspondiente a 200.858.658 acciones, representativas de, aproximadamente, un 20,072% del capital social de Gas Natural, por un importe total de 3.816.314.502 euros, equivalente a un precio de 19 euros por acción. La plusvalía generada para el Grupo Repsol ascendería aproximadamente a 400 millones de euros.

El cierre de la operación está condicionado a las autorizaciones regulatorias pertinentes, a la firma de un contrato de accionistas entre Rioja, Criteria Caixa, S.A.U. y GIP III Canary 1 S.à r.l., y a la realización de los cambios pertinentes en el Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

**Madrid, 28 de Febrero de 2018**

Hoy 28 de Febrero de 2018 a las 13:00 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia para analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados del Grupo Repsol correspondientes al cuarto trimestre 2017 y año 2017. La teleconferencia podrá seguirse en directo por los accionistas y por cualquier persona interesada a través de la página web de Repsol en Internet ([www.repsol.com](http://www.repsol.com)). La grabación del acto completo de la misma estará a disposición de los accionistas e inversores y de cualquier persona interesada en [www.repsol.com](http://www.repsol.com) durante un plazo no inferior a 1 mes.

**ANEXO I - INFORMACIÓN FINANCIERA Y  
MAGNITUDES OPERATIVAS POR SEGMENTOS**

**4<sup>º</sup> TRIMESTRE 2017 y 2017**

**RESULTADOS POR SEGMENTOS DE NEGOCIO**

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	CUARTO TRIMESTRE 2016							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	(72)	-	101	(12)	17	-	(517)	(500)
Downstream	716	-	(155)	(7)	554	137	(6)	685
Corporación y otros	(80)	70	51	86	127	-	304	431
<b>TOTAL</b>	<b>564</b>	<b>70</b>	<b>(3)</b>	<b>67</b>	<b>698</b>	<b>137</b>	<b>(219)</b>	<b>616</b>
<b>TOTAL RESULTADO NETO</b>							<b>(219)</b>	<b>616</b>

Millones de euros	TERCER TRIMESTRE 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	180	-	(41)	9	148	-	(19)	129
Downstream	686	-	(172)	(12)	502	10	(1)	511
Corporación y otros	(72)	(110)	59	49	(74)	-	(39)	(113)
<b>TOTAL</b>	<b>794</b>	<b>(110)</b>	<b>(154)</b>	<b>46</b>	<b>576</b>	<b>10</b>	<b>(59)</b>	<b>527</b>
<b>TOTAL RESULTADO NETO</b>							<b>(59)</b>	<b>527</b>

Millones de euros	CUARTO TRIMESTRE 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	326	-	(191)	10	145	-	(143)	2
Downstream	547	-	(99)	(2)	446	154	(142)	458
Corporación y otros	(66)	(17)	82	113	112	-	(34)	78
<b>TOTAL</b>	<b>807</b>	<b>(17)</b>	<b>(208)</b>	<b>121</b>	<b>703</b>	<b>154</b>	<b>(319)</b>	<b>538</b>
<b>TOTAL RESULTADO NETO</b>							<b>(319)</b>	<b>538</b>

Millones de euros	ACUMULADO A DICIEMBRE 2016							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	(87)	-	147	(8)	52	-	(1.013)	(961)
Downstream	2.467	-	(565)	(19)	1.883	133	261	2.277
Corporación y ajustes	(313)	(315)	254	361	(13)	-	433	420
<b>TOTAL</b>	<b>2.067</b>	<b>(315)</b>	<b>(164)</b>	<b>334</b>	<b>1.922</b>	<b>133</b>	<b>(319)</b>	<b>1.736</b>
<b>TOTAL RESULTADO NETO</b>							<b>(319)</b>	<b>1.736</b>

Millones de euros	ACUMULADO A DICIEMBRE 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	1.009	-	(408)	31	632	-	(151)	481
Downstream	2.467	-	(572)	(18)	1.877	104	(121)	1.860
Corporación y ajustes	(262)	(356)	242	272	(104)	-	(116)	(220)
<b>TOTAL</b>	<b>3.214</b>	<b>(356)</b>	<b>(738)</b>	<b>285</b>	<b>2.405</b>	<b>104</b>	<b>(388)</b>	<b>2.121</b>
<b>TOTAL RESULTADO NETO</b>							<b>(388)</b>	<b>2.121</b>

**RESULTADO DE LAS OPERACIONES POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA**

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T16	3T17	4T17	2016	2017
<b>UPSTREAM</b>	<b>(72)</b>	<b>180</b>	<b>326</b>	<b>(87)</b>	<b>1.009</b>
Europa, África y Brasil	73	123	292	224	726
Latinoamérica - Caribe	57	122	189	238	594
Norteamérica	(8)	(36)	12	(189)	(58)
Asia y Rusia	64	54	65	127	251
Exploración y Otros	(258)	(83)	(232)	(487)	(504)
<b>DOWNSTREAM</b>	<b>716</b>	<b>686</b>	<b>547</b>	<b>2.467</b>	<b>2.467</b>
Europa	706	676	585	2.480	2.420
Resto del Mundo	10	10	(38)	(13)	47
<b>CORPORACIÓN Y OTROS</b>	<b>(80)</b>	<b>(72)</b>	<b>(66)</b>	<b>(313)</b>	<b>(262)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>564</b>	<b>794</b>	<b>807</b>	<b>2.067</b>	<b>3.214</b>

**RESULTADO NETO AJUSTADO POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA**

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T16	3T17	4T17	2016	2017
<b>UPSTREAM</b>	<b>17</b>	<b>148</b>	<b>145</b>	<b>52</b>	<b>632</b>
Europa, África y Brasil	58	79	135	167	355
Latinoamérica - Caribe	44	107	120	234	386
Norteamérica	134	(25)	7	9	(43)
Asia y Rusia	(36)	38	49	(4)	161
Exploración y Otros	(183)	(51)	(166)	(354)	(227)
<b>DOWNSTREAM</b>	<b>554</b>	<b>502</b>	<b>446</b>	<b>1.883</b>	<b>1.877</b>
Europa	550	498	471	1.895	1.852
Resto del Mundo	4	4	(25)	(12)	25
<b>CORPORACIÓN Y OTROS</b>	<b>127</b>	<b>(74)</b>	<b>112</b>	<b>(13)</b>	<b>(104)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>698</b>	<b>576</b>	<b>703</b>	<b>1.922</b>	<b>2.405</b>

**EBITDA POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA**

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T16	3T17	4T17	2016	2017
<b>UPSTREAM</b>	<b>637</b>	<b>755</b>	<b>1.086</b>	<b>2.072</b>	<b>3.507</b>
Europa, África y Brasil	164	243	434	425	1.214
Latinoamérica - Caribe	193	270	336	765	1.141
Norteamérica	167	142	182	543	670
Asia y Rusia	144	142	159	489	631
Exploración y Otros	(31)	(42)	(25)	(150)	(149)
<b>DOWNSTREAM <sup>(1)</sup></b>	<b>1.094</b>	<b>904</b>	<b>964</b>	<b>3.367</b>	<b>3.386</b>
Europa	1.044	863	969	3.263	3.235
Resto del Mundo	50	41	(5)	104	151
<b>CORPORACIÓN Y OTROS</b>	<b>(63)</b>	<b>(52)</b>	<b>(42)</b>	<b>(213)</b>	<b>(170)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.668</b>	<b>1.607</b>	<b>2.008</b>	<b>5.226</b>	<b>6.723</b>
<b>(1) EBITDA CCS M€</b>					
<b>DOWNSTREAM</b>	<b>901</b>	<b>884</b>	<b>755</b>	<b>3.173</b>	<b>3.243</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.475</b>	<b>1.587</b>	<b>1.799</b>	<b>5.032</b>	<b>6.580</b>

**INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN NETAS POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA**

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T16	3T17	4T17	2016	2017
<b>UPSTREAM</b>	<b>164</b>	<b>474</b>	<b>677</b>	<b>1.889</b>	<b>2.072</b>
Europa, África y Brasil	150	87	163	594	427
Latinoamérica - Caribe	52	104	100	578	494
Norteamérica	128	145	191	383	553
Asia y Rusia	(247)	57	45	(117)	235
Exploración y Otros	81	81	178	451	363
<b>DOWNSTREAM</b>	<b>(42)</b>	<b>163</b>	<b>349</b>	<b>(496)</b>	<b>757</b>
Europa	(110)	119	280	(442)	584
Resto del Mundo	68	44	69	(54)	173
<b>CORPORACIÓN Y AJUSTES</b>	<b>(15)</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>(1.893)</b>	<b>27</b>
<b>TOTAL</b>	<b>107</b>	<b>645</b>	<b>1.037</b>	<b>(500)</b>	<b>2.856</b>

**CAPITAL EMPLEADO POR SEGMENTO DE NEGOCIO**

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	ACUMULADO	
	4T16	4T17
Upstream	23.853	21.612
Downstream	9.469	9.749
Corporación y otros	5.933	4.969
<b>TOTAL CAPITAL EMPLEADO</b>	<b>39.255</b>	<b>36.330</b>
ROACE (%)		<b>7,4</b>
ROACE a CCS (%)		<b>7,1</b>

## **MAGNITUDES OPERATIVAS**

**4<sup>º</sup> TRIMESTRE 2017 y 2017**

**MAGNITUDES OPERATIVAS DE UPSTREAM**

	Unidad	1T 2016	2T 2016	3T 2016	4T 2016	Ene-Dic 2016	1T 2017	2T 2017	3T 2017	4T 2017	Ene-Dic 2017	% Variación 2017/2016
<b>PRODUCCION DE HIDROCARBUROS</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>714</b>	<b>697</b>	<b>671</b>	<b>679</b>	<b>690</b>	<b>693</b>	<b>677</b>	<b>693</b>	<b>715</b>	<b>695</b>	<b>0,7</b>
<b>Producción de Líquidos</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>255</b>	<b>246</b>	<b>239</b>	<b>233</b>	<b>243</b>	<b>258</b>	<b>253</b>	<b>252</b>	<b>257</b>	<b>255</b>	<b>4,8</b>
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	94	89	90	88	90	121	120	123	127	123	35,4
Latam y Caribe	K Bep/día	69	69	66	67	68	60	59	58	56	58	(14,1)
Norteamérica	K Bep/día	58	57	54	50	54	51	49	48	49	49	(10,0)
Asia y Rusia	K Bep/día	35	32	28	28	31	27	25	24	26	25	(17,2)
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>459</b>	<b>451</b>	<b>432</b>	<b>446</b>	<b>447</b>	<b>435</b>	<b>424</b>	<b>441</b>	<b>458</b>	<b>440</b>	<b>(1,6)</b>
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	22	19	16	18	18	15	15	16	18	16	(12,5)
Latam y Caribe	K Bep/día	233	238	227	238	234	229	229	243	254	239	2,1
Norteamérica	K Bep/día	130	129	126	125	127	125	123	123	129	125	(2,0)
Asia y Rusia	K Bep/día	74	64	63	66	67	65	57	59	57	60	(10,9)
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>Millones scf/d</b>	<b>2.579</b>	<b>2.530</b>	<b>2.423</b>	<b>2.506</b>	<b>2.509</b>	<b>2.442</b>	<b>2.381</b>	<b>2.477</b>	<b>2.572</b>	<b>2.468</b>	<b>(1,6)</b>

**MAGNITUDES OPERATIVAS DE DOWNSTREAM**

	Unidad	1T 2016	2T 2016	3T 2016	4T 2016	2016	1T 2017	2T 2017	3T 2017	4T2017	2017	% Variación 2017/2016
<b>CRUDO PROCESADO</b>	M tep	10,4	9,4	11,3	12,2	43,2	10,9	11,6	12,4	12,3	47,4	9,6
Europa	M tep	9,6	8,6	10,3	11,0	39,4	9,6	10,2	11,1	11,0	41,9	6,3
Resto del Mundo	M tep	0,8	0,8	0,9	1,2	3,8	1,3	1,4	1,3	1,4	5,4	43,1
<b>VENTAS DE PROD. PETROLÍFEROS</b>	Kt	11.125	10.926	12.471	13.526	48.048	12.064	13.007	13.442	13.323	51.836	7,9
<b>Ventas Europa</b>	Kt	9.927	9.810	11.155	11.895	42.787	10.473	11.321	11.711	11.576	45.081	5,4
<b>Marketing Propio</b>	Kt	4.854	5.109	5.319	5.186	20.468	5.042	5.287	5.543	5.314	21.186	3,5
Productos claros	Kt	4.021	4.260	4.506	4.327	17.114	4.280	4.478	4.632	4.478	17.868	4,4
Otros productos	Kt	833	849	813	859	3.354	762	809	911	836	3.318	(1,1)
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	Kt	1.920	1.965	2.069	2.129	8.083	2.081	2.044	2.227	2.119	8.471	4,8
Productos claros	Kt	1.873	1.895	2.024	2.075	7.867	2.035	1.996	2.162	2.064	8.257	5,0
Otros productos	Kt	47	70	45	54	216	46	48	65	55	214	(0,9)
<b>Exportaciones</b>	Kt	3.153	2.736	3.767	4.580	14.236	3.350	3.990	3.941	4.143	15.424	8,3
Productos claros	Kt	1.370	940	1.428	2.201	5.939	1.172	1.580	1.734	1.947	6.433	8,3
Otros productos	Kt	1.783	1.796	2.339	2.379	8.297	2.178	2.410	2.207	2.196	8.991	8,4
<b>Ventas Resto del Mundo</b>	Kt	1.198	1.116	1.316	1.631	5.261	1.591	1.686	1.731	1.747	6.755	28,4
<b>Marketing Propio</b>	Kt	570	508	569	591	2.238	523	566	605	594	2.288	2,2
Productos claros	Kt	518	470	538	546	2.072	481	502	543	551	2.077	0,2
Otros productos	Kt	52	38	31	45	166	42	64	62	43	211	27,1
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	Kt	312	328	341	360	1.341	353	327	356	357	1.393	3,9
Productos claros	Kt	252	271	286	297	1.106	288	273	291	291	1.143	3,3
Otros productos	Kt	60	57	55	63	235	65	54	65	66	250	6,4
<b>Exportaciones</b>	Kt	316	280	406	680	1.682	715	793	770	796	3.074	82,8
Productos claros	Kt	128	130	126	177	561	215	147	214	164	740	31,9
Otros productos	Kt	188	150	280	503	1.121	500	646	556	632	2.334	108,2
<b>QUÍMICA</b>												
<b>VENTAS PROD. PETROQUIMICOS</b>	Kt	764	713	702	714	2.892	712	695	740	708	2.855	(1,3)
<b>Europa</b>	Kt	641	615	589	584	2.428	609	581	640	583	2.412	(0,7)
Básica	Kt	238	224	213	218	893	215	206	245	226	893	(0,1)
Derivada	Kt	402	391	376	366	1.535	393	374	395	357	1.519	(1,0)
<b>Resto del Mundo</b>	Kt	124	98	112	130	464	104	114	100	125	443	(4,5)
Básica	Kt	35	21	18	27	101	19	17	22	27	85	(16,0)
Derivada	Kt	89	76	95	103	363	85	98	78	98	358	(1,3)
<b>GLP</b>												
<b>GLP comercializado</b>	Kt	631	422	327	368	1.747	436	315	247	378	1.375	(21,3)
Europa	Kt	427	256	215	363	1.261	430	310	242	373	1.356	7,6
Resto del Mundo	Kt	204	166	112	5	487	5	5	4	4	19	(96,1)

Resto Ventas Mercado Nacional: Incluye ventas a operadores y bunker.

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

**ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS**

**4<sup>º</sup> TRIMESTRE 2017 y 2017**

**BALANCE DE SITUACIÓN DE REPSOL**

[Millones de euros]

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea [NIIF-UE]

	DICIEMBRE	DICIEMBRE
	2016	2017
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Fondo de Comercio	3.115	2.764
Otro inmovilizado intangible	1.994	1.820
Inmovilizado material	27.297	24.600
Inversiones inmobiliarias	66	67
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10.176	9.268
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.081	1.920
Otros	123	118
Activos por impuestos diferidos	4.746	4.057
Otros activos no corrientes	323	472
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Activos no corrientes mantenidos para la venta	144	22
Existencias	3.605	3.797
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.885	5.912
Otros activos corrientes	327	182
Otros activos financieros corrientes	1.280	257
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.687	4.601
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>64.849</b>	<b>59.857</b>
<b>PATRIMONIO NETO TOTAL</b>		
Atribuido a la sociedad dominante y otros tenedores de instrumentos de patrimonio	30.867	29.793
Atribuido a los intereses minoritarios	244	270
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Subvenciones	4	4
Provisiones no corrientes	6.127	4.829
Pasivos financieros no corrientes	9.482	10.080
Pasivos por impuesto diferido	1.379	1.051
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.550	1.347
Otros	459	448
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	146	1
Provisiones corrientes	872	518
Pasivos financieros corrientes	6.909	4.206
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	208	195
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	6.602	7.115
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>64.849</b>	<b>59.857</b>

**CUENTA DE RESULTADOS**

[Millones de euros]

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea [NIIF-UE]

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T16	3T17	4T17	2016	2017
<b>Resultado de explotación</b>	<b>493</b>	<b>653</b>	<b>879</b>	<b>1.911</b>	<b>2.789</b>
Resultado financiero	54	(83)	(44)	(234)	(312)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(58)	178	503	194	904
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>489</b>	<b>748</b>	<b>1.338</b>	<b>1.871</b>	<b>3.381</b>
Impuesto sobre beneficios	(159)	(203)	(791)	(391)	(1.220)
<b>Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas</b>	<b>330</b>	<b>545</b>	<b>547</b>	<b>1.480</b>	<b>2.161</b>
Resultado atribuido a intereses minoritarios por op. continuadas	(13)	(18)	(9)	(43)	(40)
<b>RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>317</b>	<b>527</b>	<b>538</b>	<b>1.437</b>	<b>2.121</b>
Resultado de operaciones interrumpidas	299	0	0	299	0
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>616</b>	<b>527</b>	<b>538</b>	<b>1.736</b>	<b>2.121</b>
<b>Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)</b>					
Euros/acción(*)	0,40	0,33	0,34	1,11	1,35
USD/ADR	0,42	0,40	0,41	1,17	1,62
Nº medio acciones(**)	1.544.052.603	1.551.709.492	1.554.132.001	1.537.546.153	1.551.034.743
Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:	1,05	1,18	1,20	1,05	1,20

(\*) En el cálculo del beneficio por acción se ha ajustado el gasto por intereses correspondiente a las obligaciones perpetuas subordinadas (7 M€ ddi a 4T2016,3T2017 y 4T2017).

(\*\*) En enero 2016, diciembre 2016, junio de 2017 y diciembre de 2017 se realizaron ampliaciones de capital como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible", por lo que actualmente el capital social emitido está formado por 1.556.464.965 acciones. El número medio ponderado de acciones en circulación para los periodos presentados ha sido recalculado con respecto al publicado en periodos anteriores para incluir el efecto de dichas ampliaciones de capital, de acuerdo a lo establecido en la NIC 33 "Beneficio por acción". Asimismo, se ha tenido en cuenta el número medio de acciones en propiedad de la compañía durante cada período.

**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO**

[Millones de euros]

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea [NIIF-UE]

	ENERO - DICIEMBRE	
	2016	2017
<b>I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (*)</b>		
Resultado antes de impuestos	1.871	3.381
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	2.529	2.399
Otros ajustes del resultado (netos)	18	(527)
<b>EBITDA</b>	<b>4.418</b>	<b>5.253</b>
Cambios en el capital corriente	(517)	(110)
Cobros de dividendos	920	511
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(264)	(320)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(667)	(221)
<b>OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>	<b>(11)</b>	<b>(30)</b>
	<b>3.890</b>	<b>5.113</b>
<b>II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)</b>		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(842)	(327)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(2.003)	(2.300)
Otros activos financieros	(804)	(467)
Pagos por inversiones	<b>(3.649)</b>	<b>(3.094)</b>
Cobros por desinversiones	4.056	254
Otros flujos de efectivo	(16)	51
	<b>391</b>	<b>(2.789)</b>
<b>III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)</b>		
Emisión de instrumentos de patrimonio propios	0	0
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(92)	(293)
Cobros por emisión de pasivos financieros	12.712	10.285
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(13.622)	(11.448)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(420)	(332)
Pagos de intereses	(591)	(537)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(40)	(36)
	<b>(2.053)</b>	<b>(2.361)</b>
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	11	(49)
<b>AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>2.239</b>	<b>(86)</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>2.448</b>	<b>4.687</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>4.687</b>	<b>4.601</b>

(\*) Corresponde a los flujos de efectivo de las operaciones continuadas

**ANEXO III – CONCILIACIÓN MAGNITUDES  
NON-GAAP A NIIF**

**4º TRIMESTRE 2017 y 2017**

## RECONCILIACIÓN DEL RESULTADO AJUSTADO CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

[Cifras no auditadas]

CUARTO TRIMESTRE 2016						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	564	214	(478)	193	(71)	493
Resultado financiero	70	(63)	47	-	(16)	54
Rdo de participadas	77	(135)	-	-	(135)	(58)
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>711</b>	<b>16</b>	<b>(431)</b>	<b>193</b>	<b>(222)</b>	<b>489</b>
Impuesto sobre beneficios	(3)	(16)	(90)	(50)	(156)	(159)
<b>Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas</b>	<b>708</b>	-	<b>(521)</b>	<b>143</b>	<b>(378)</b>	<b>330</b>
Rdo atribuido a minoritarios	(10)	-	3	(6)	(3)	(13)
<b>RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>698</b>	-	<b>(518)</b>	<b>137</b>	<b>(381)</b>	<b>317</b>
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	299	-	299	299
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>698</b>	-	<b>(219)</b>	<b>137</b>	<b>(82)</b>	<b>616</b>

TERCER TRIMESTRE 2017						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	794	(132)	(29)	20	(141)	653
Resultado financiero	(110)	11	16	-	27	(83)
Rdo de participadas	60	116	2	-	118	178
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>744</b>	<b>(5)</b>	<b>(11)</b>	<b>20</b>	<b>4</b>	<b>748</b>
Impuesto sobre beneficios	(154)	5	(48)	(6)	(49)	(203)
<b>Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas</b>	<b>590</b>	-	<b>(59)</b>	<b>14</b>	<b>(45)</b>	<b>545</b>
Rdo atribuido a minoritarios	(14)	-	-	(4)	(4)	(18)
<b>RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>576</b>	-	<b>(59)</b>	<b>10</b>	<b>(49)</b>	<b>527</b>
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>576</b>	-	<b>(59)</b>	<b>10</b>	<b>(49)</b>	<b>527</b>

CUARTO TRIMESTRE 2017						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	807	(257)	120	209	72	879
Resultado financiero	(17)	76	(103)	-	(27)	(44)
Rdo de participadas	128	376	(1)	-	375	503
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>918</b>	<b>195</b>	<b>16</b>	<b>209</b>	<b>420</b>	<b>1.338</b>
Impuesto sobre beneficios	(208)	(195)	(336)	(52)	(583)	(791)
<b>Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas</b>	<b>710</b>	-	<b>(320)</b>	<b>157</b>	<b>(163)</b>	<b>547</b>
Rdo atribuido a minoritarios	(7)	-	1	(3)	(2)	(9)
<b>RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>703</b>	-	<b>(319)</b>	<b>154</b>	<b>(165)</b>	<b>538</b>
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>703</b>	-	<b>(319)</b>	<b>154</b>	<b>(165)</b>	<b>538</b>

ACUMULADO A DICIEMBRE 2016						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	2.067	98	(448)	194	(156)	1.911
Resultado financiero	(315)	(68)	149	-	81	(234)
Rdo de participadas	371	(177)	-	-	(177)	194
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>2.123</b>	<b>(147)</b>	<b>(299)</b>	<b>194</b>	<b>(252)</b>	<b>1.871</b>
Impuesto sobre beneficios	(164)	147	(323)	(51)	(227)	(391)
<b>Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas</b>	<b>1.959</b>	-	<b>(622)</b>	<b>143</b>	<b>(479)</b>	<b>1.480</b>
Rdo atribuido a minoritarios	(37)	-	4	(10)	(6)	(43)
<b>RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>1.922</b>	-	<b>(618)</b>	<b>133</b>	<b>(485)</b>	<b>1.437</b>
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	299	-	299	299
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>1.922</b>	-	<b>(319)</b>	<b>133</b>	<b>(186)</b>	<b>1.736</b>

  

ACUMULADO A DICIEMBRE 2017						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	3.214	(610)	42	143	(425)	2.789
Resultado financiero	(356)	126	(82)	-	44	(312)
Rdo de participadas	323	580	1	-	581	904
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>3.181</b>	<b>96</b>	<b>(39)</b>	<b>143</b>	<b>200</b>	<b>3.381</b>
Impuesto sobre beneficios	(738)	(96)	(350)	(36)	(482)	(1.220)
<b>Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas</b>	<b>2.443</b>	-	<b>(389)</b>	<b>107</b>	<b>(282)</b>	<b>2.161</b>
Rdo atribuido a minoritarios	(38)	-	1	(3)	(2)	(40)
<b>RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS</b>	<b>2.405</b>	-	<b>(388)</b>	<b>104</b>	<b>(284)</b>	<b>2.121</b>
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>2.405</b>	-	<b>(388)</b>	<b>104</b>	<b>(284)</b>	<b>2.121</b>

**RECONCILIACIÓN OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

[Cifras no auditadas]

	DICIEMBRE 2016			DICIEMBRE 2017		
	Deuda neta	Reclasificación de Negocios Conjuntos <sup>(1)</sup>	Deuda neta según balance NIIF-UE	Deuda neta	Reclasificación de Negocios Conjuntos <sup>(1)</sup>	Deuda neta según balance NIIF-UE
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>						
Instrumentos financieros no corrientes	424	657	1.081	360	1.560	1.920
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>						
Otros activos financieros corrientes	52	1.228	1.280	254	3	257
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.918	(231)	4.687	4.820	(219)	4.601
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>						
Pasivos financieros no corrientes	(9.540)	58	(9.482)	(7.611)	(2.469)	(10.080)
<b>PASIVO CORRIENTE</b>						
Pasivos financieros corrientes	(4.085)	(2.824)	(6.909)	(4.160)	(46)	(4.206)
<b>PARTIDAS NO INCLUIDAS EN BALANCE</b>						
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex-tipo de cambio	87	-	87	70	-	70
<b>DEUDA NETA</b>	<b>(8.144)</b>		<b>(9.256)</b>	<b>(6.267)</b>		<b>(7.438)</b>

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

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

2017: Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 28 millones de Euros y Pasivos financieros no corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.624 millones de Euros, minorado en 275 millones de Euros por préstamos con terceros.

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

	ENERO-DICIEMBRE					
	2016			2017		
	FLUJO DE CAJA AJUSTADO	Reclasificación de Negocios Conjuntos y Otros	EFE NIIF-UE	FLUJO DE CAJA AJUSTADO	Reclasificación de Negocios Conjuntos y Otros	EFE NIIF-UE
<b>I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN</b>						
	3.832	58	3.890	5.506	(393)	5.113
<b>II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>						
	491	(100)	391	(2.946)	157	(2.789)
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)</b>	<b>4.323</b>	<b>(42)</b>	<b>4.281</b>	<b>2.560</b>	<b>(236)</b>	<b>2.324</b>
<b>III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN Y OTROS (1)</b>						
	(2.174)	132	(2.042)	(2.658)	248	(2.410)
<b>AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES</b>	<b>2.149</b>	<b>90</b>	<b>2.239</b>	<b>(98)</b>	<b>12</b>	<b>(86)</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>2.769</b>	<b>(321)</b>	<b>2.448</b>	<b>4.918</b>	<b>(231)</b>	<b>4.687</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>4.918</b>	<b>(231)</b>	<b>4.687</b>	<b>4.820</b>	<b>(219)</b>	<b>4.601</b>

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

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores y circunstancias identificadas en las comunicaciones y los documentos registrados por Repsol y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol y/o sus filiales.

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.

Alguno de los recursos mencionados no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por el sistema “SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System” (SPE-PRMS) (SPE – Society of Petroleum Engineers).

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Real Decreto 4/2015 de 23 de octubre por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores externos de Repsol.

**Contacto**

Relación con Inversores

[investorsrelations@repsol.com](mailto:investorsrelations@repsol.com)

Tlf: +34 917 53 55 48

Fax: +34 913 48 87 77

**REPSOL S.A.**

C/ Méndez Álvaro, 44

28045 Madrid (España)

[www.repsol.com](http://www.repsol.com)