



Resultados 2T 2017

27 de julio de 2017

ÍNDICE

BASES DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN	2
PRINCIPALES MAGNITUDES	4
PRINCIPALES HITOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017.....	4
ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS	6
UPSTREAM	6
DOWNSTREAM.....	9
CORPORACIÓN Y OTROS.....	10
ANÁLISIS DE RESULTADOS: RESULTADOS ESPECÍFICOS.....	11
RESULTADOS ESPECÍFICOS	11
ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO: ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO AJUSTADO.....	12
ANÁLISIS DE DEUDA NETA: EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA	13
HECHOS DESTACADOS.....	14
ANEXO I - INFORMACIÓN FINANCIERA Y MAGNITUDES OPERATIVAS POR SEGMENTOS.....	17
MAGNITUDES OPERATIVAS	25
ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	28
ANEXO III – CONCILIACIÓN MAGNITUDES NON-GAAP A NIIF	32

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. En este sentido, tras la venta del 10% de Gas Natural SDG, S.A. y la extinción del acuerdo de accionistas con La Caixa el pasado 21 de septiembre de 2016, Gas Natural Fenosa ha perdido su consideración como segmento de operación. A partir de entonces la participación restante en Gas Natural Fenosa se incluye dentro de “**Corporación y otros**”.

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, los resultados y magnitudes correspondientes a la participación en Gas Natural SDG¹ y el resultado financiero, 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 correspondientes a negocios conjuntos² y otras sociedades gestionadas³ 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, cree el Grupo 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**.

¹ 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)

² Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo.

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

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 neto de las 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. 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 gastos. 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).

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. La información y desgloses relativos a las MAR utilizadas en la presente Nota de Resultados del segundo trimestre 2017 se incluyen en el Anexo I "Medidas Alternativas de rendimiento" del Informe de Gestión Intermedio Consolidado del 1S 2017 y en la página web de Repsol.

Repsol publicará a lo largo del día de hoy los Estados Financieros y el Informe de Gestión Intermedios Consolidados correspondientes al primer semestre del ejercicio 2017, y estarán disponibles en la página web de Repsol y de la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores).

PRINCIPALES MAGNITUDES

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
Upstream	46	224	115	150,0	63	339	-
Downstream	378	500	429	13,5	934	929	(0,5)
Corporación y otros	(79)	(94)	(48)	39,2	(80)	(142)	(77,5)
RESULTADO NETO AJUSTADO	345	630	496	43,8	917	1.126	22,8
Efecto Patrimonial	159	84	(144)	-	2	(60)	-
Resultados específicos	(299)	(25)	15	-	(280)	(10)	96,4
RESULTADO NETO	205	689	367	79,0	639	1.056	65,3

Magnitudes económicas (millones de euros)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
EBITDA	1.390	1.844	1.264	(9,1)	2.417	3.108	28,6
EBITDA CCS	1.167	1.731	1.463	25,4	2.409	3.194	32,6
INVERSIONES NETAS	329	544	630	91,5	1.038	1.174	13,1
DEUDA NETA	11.709	8.345	7.477	(36,1)	11.709	7.477	(36,1)
DEUDA NETA/ EBITDA CCS (x)	2,51	1,21	1,28	(49,1)	2,43	1,17	(51,8)

Magnitudes operativas	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	246	258	253	2,6	251	256	2,0
PRODUCCIÓN DE GAS (*) (Millones scf/d)	2.530	2.442	2.381	(5,9)	2.554	2.411	(5,6)
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	697	693	677	(2,9)	705	685	(2,9)
PRECIO DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	40,1	49,4	44,1	9,8	35,1	46,7	33,0
PRECIO DE REALIZACIÓN GAS (\$/Miles scf)	2,3	3,1	2,8	21,2	2,3	2,9	25,8
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	77,0	86,9	91,6	14,6	81,4	89,3	7,9
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	92,5	97,0	102,9	10,4	97,7	100,0	2,2
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	6,5	7,1	6,2	(4,6)	6,4	6,6	3,1

(*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm3/d = 0,178 Mbep/d.

PRINCIPALES HITOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

- El **resultado neto ajustado** del segundo trimestre de 2017 ascendió a 496 M€, un 44% superior respecto al mismo periodo del año anterior. El **resultado neto** alcanzó 367 M€, un 79% superior respecto al segundo trimestre de 2016.
- Los resultados trimestrales por cada segmento de operación se resumen a continuación:
 - El resultado neto ajustado de **Upstream** se ha situado en 115 M€, 69 M€ superior al del mismo trimestre de 2016, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, junto con un mix de producción más favorable tras la reanudación de la producción en Libia y una mayor producción en Brasil. Esto fue parcialmente compensado por menores volúmenes totales de producción debido a la venta de Tangguh y Ogan Komering en Indonesia, el cese de la producción en Varg en Noruega, mayores gastos de exploración y mayores impuestos debido a unos mayores resultados y la depreciación de monedas locales.
 - En **Downstream**, el resultado neto ajustado fue de 429 M€, un 14% superior al del mismo período del año anterior. Los mejores resultados de Trading y Gas&Power, la mejora de los márgenes petroquímicos, los mayores volúmenes de destilación en Refino España junto con mayores

márgenes en Perú y unos mejores resultados en Marketing, fueron parcialmente compensados por un menor indicador de margen de refino y una menor contribución del negocio de GLP, tras la venta de activos en 2016.

- En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue -48 M€, 31 M€ superior al del mismo periodo de 2016, principalmente debido a menores costes corporativos, menores costes financieros por menor gasto por intereses y a una reducción en los costes relacionados con las posiciones de tipo cambio, compensados parcialmente por una menor contribución de **Gas Natural Fenosa** con motivo de la reducción en la participación en dicha sociedad.
- La **producción** media de Upstream alcanzó 677 Kbp/d en el segundo trimestre del 2017, un 3% inferior a la del mismo período de 2016 debido principalmente a la venta de TSP (Trinidad y Tobago), Tangguh (Indonesia) en Diciembre 2016 y Ogan Komering (Indonesia) en marzo 2017, la parada de producción en Varg (Noruega) en junio 2016 y al impacto de la fluctuación en la demanda de gas en Indonesia y Bolivia. Todo ello parcialmente compensado por la reanudación de la producción en Libia, el *ramp-up* de la producción de Lapa y Sapinhoa en Brasil, y el inicio de la producción en Flyndre, Shaw y Cayley en Reino Unido durante el segundo trimestre del 2017.
- El **EBITDA CCS** del segundo trimestre de 2017 alcanzó 1.463 M€, un 25% superior al mismo periodo de 2016. El **EBITDA CCS** del primer semestre de 2017 alcanzó 3.194 M€, un 33% superior al mismo periodo de 2016.
- La **deuda neta** del Grupo a cierre del segundo trimestre de 2017 se situó en 7.477 M€, 868 M€ inferior respecto al cierre del primer trimestre de 2017, principalmente debido a la generación de caja operativa, que incluye una reducción del fondo de maniobra comercial, que supera con creces las inversiones netas y los intereses financieros. El **ratio de deuda neta sobre capital empleado** se situó en el 20%.
- Se continúa avanzando hacia nuestros **objetivos estratégicos de Sinergias y Eficiencias**, con la estimación de que el proyecto alcance los 2.100 M€ de ahorro en 2017 con respecto al 2015. A cierre del segundo trimestre 2017, el 50% del objetivo inicial del año se ha contabilizado en los estados financieros.

ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS
UPSTREAM

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
RESULTADO NETO AJUSTADO	46	224	115	150,0	63	339	-
Resultado de las operaciones	16	335	168	-	(79)	503	-
Impuesto sobre beneficios	31	(115)	(61)	-	137	(176)	-
Resultado de participadas y minoritarios	(1)	4	8	-	5	12	140,0
EBITDA	529	921	745	40,8	933	1.666	78,6
INVERSIONES NETAS	643	455	466	(27,5)	1.281	921	(28,1)
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	(196)	34	36	232,0	(173)	35	208,0
Cotizaciones internacionales	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
Brent (\$/Bbl)	45,6	53,7	49,6	8,9	39,8	51,7	29,9
WTI (\$/Bbl)	45,6	51,8	48,1	5,5	39,8	50,0	25,6
Henry Hub (\$/MBtu)	2,0	3,3	3,2	63,0	2,0	3,3	60,7
Tipo de cambio medio (\$/€)	1,13	1,06	1,10	(2,7)	1,12	1,08	(3,6)
Precios de realización	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
CRUDO (\$/Bbl)	40,1	49,4	44,1	9,8	35,1	46,7	33,0
GAS (\$/Miles scf)	2,3	3,1	2,8	21,2	2,3	2,9	25,8
Exploración (*)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
G&A y amortización de bonos y sondeos secos	46	56	85	84,8	65	141	116,9
Producción	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	246	258	253	2,6	251	256	2,0
GAS (**) (Millones scf/d)	2.530	2.442	2.381	(5,9)	2.554	2.411	(5,6)
TOTAL (Miles de bep/d)	697	693	677	(2,9)	705	685	(2,9)

(*) Sólo costes directos atribuibles a proyectos de exploración. Para más información sobre este cambio en la política contable se recomienda consultar las Cuentas Anuales e Informe de Gestión consolidados correspondientes al ejercicio 2016. (**) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado neto ajustado** en el trimestre ascendió a 115 M€, 69 M€ superior al registrado en el mismo periodo de 2016, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, así como un mix de producción más favorable tras la reanudación de la producción en Libia, con un impacto de 52 M€, y a una mayor producción en Brasil. Esto fue parcialmente compensado por menores volúmenes totales de producción debido a la venta de Tangguh y Ogan Komering en Indonesia, el cese de la producción en Varg en Noruega, los mayores gastos de exploración y los mayores impuestos debido a mayores resultados y la depreciación de monedas locales.

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 141 M€.

- La **menor producción** ha supuesto un menor resultado operativo de 95 M€.
- La **actividad exploratoria**, excluyendo el efecto tipo de cambio, ha tenido un impacto negativo en el resultado operativo de 37 M€, debido principalmente a una mayor actividad que derivó en una mayor amortización de sondeos secos.
- Las **menores amortizaciones** han impactado positivamente en 16 M€ debido a la menor producción en Noruega, Bolivia e Indonesia, parcialmente compensadas por una mayor amortización principalmente en el Reino Unido y Brasil.
- Los **impuestos sobre beneficios** han impactado negativamente el resultado neto en 43 M€ debido principalmente a la mejora de los resultados y el impacto de las monedas locales principalmente en Brasil y Colombia.
- Los resultados de **sociedades participadas y minoritarios, la variación del tipo de cambio y otros costes** explican las diferencias restantes.

La **producción** media de Upstream alcanzó 677 Kbp/d en el segundo trimestre del 2017, un 3% inferior a la del mismo período de 2016 debido principalmente a la venta de TSP (Trinidad y Tobago) y Tangguh (Indonesia) en Diciembre 2016 y Ogan Komering (Indonesia) en marzo 2017, la parada de producción en Varg (Noruega) en junio 2016 y al impacto de la fluctuación en la demanda de gas en Indonesia y Bolivia. Todo ello parcialmente compensado por la reanudación de la producción en Libia, el ramp-up de la producción de Lapa y Sapinhua en Brasil, y el inicio de la producción en Flyndre, Shaw y Cayley en el Reino Unido durante el segundo trimestre del 2017.

Durante el segundo trimestre de 2017, se completaron cinco pozos exploratorios y uno de evaluación. Tres pozos fueron declarados positivos - dos exploratorios y el de evaluación - mientras que el resto se consideraron negativos. Al cierre del trimestre, dos pozos estaban en curso.

Resultados Acumulados

El **resultado neto ajustado** del primer semestre de 2017 ascendió a 339 M€, 276 M€ más que en el mismo periodo de 2016, debido principalmente a mayores precios de realización de crudo y gas y a la reanudación de la producción en Libia, parcialmente compensado por mayores gastos de exploración, menores volúmenes de producción y mayores impuestos.

La **producción media** del primer semestre de 2017 alcanzó 685 Kbp/d, un 3% inferior que en el mismo periodo de 2016, debido principalmente a la venta de activos (TSP y Tangguh en diciembre de 2016 y Ogan Komering en marzo de 2017), al cese de la producción en Varg (Noruega) en junio de 2016 y una menor demanda de gas en Bolivia. Todo ello fue parcialmente compensado por la reanudación de la producción en Libia, el ramp-up de Lapa y Sapinhua en Brasil y una mayor producción en Perú.

Inversiones de Explotación netas

Las **inversiones de explotación netas** en Upstream en el segundo trimestre de 2017 ascendieron a 466 M€, 177 M€ menos que el segundo trimestre de 2016.

Excluyendo las desinversiones, las **inversiones en desarrollo** representaron un 76% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (23%), Trinidad y Tobago (17%), Reino Unido (10%), Argelia (7%), Brasil (7%), Vietnam (6%), Canadá (5%), Perú (5%) y Bolivia (5%); las **inversiones en exploración** representaron un 22% del total y se realizaron fundamentalmente en Colombia (26%), Trinidad y Tobago (17%), Vietnam (11%), Noruega (11%), Guayana (7%), Bolivia (7%), y Argelia (6%).

Las **inversiones de explotación netas** en Upstream en el primer semestre de 2017 ascendió a 921 M€, 360M€ inferiores que el primer semestre de 2016.

Excluyendo los desinversiones, las **inversiones en desarrollo representaron** el 82% de la inversión total y se realizaron principalmente en Trinidad y Tobago (22%), Estados Unidos (19%), Reino Unido (9%), Canadá (9%), Argelia (8%), Brasil (7%), Bolivia (5%) y Perú (4%). Las **inversiones en exploración** representaron un 17% del total y se realizaron fundamentalmente en Colombia (22%), Trinidad y Tobago (12%), Vietnam (9%), Bolivia (9%), Noruega (8%), Argelia (6%), Guayana (5%), Rusia (5%) y Perú (4%).

DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
RESULTADO NETO AJUSTADO	378	500	429	13,5	934	929	(0,5)
Resultado de las operaciones	511	663	571	11,7	1.229	1.234	0,4
Impuesto sobre beneficios	(125)	(164)	(137)	(9,6)	(281)	(301)	(7,1)
Resultado de participadas y minoritarios	(8)	1	(5)	37,5	(14)	(4)	71,4
RESULTADO NETO RECURRENTE A COSTE MEDIO PONDERADO	537	584	285	(46,9)	936	869	(7,2)
Efecto patrimonial	159	84	(144)	-	2	(60)	-
EBITDA	914	961	557	(39,1)	1.585	1.518	(4,2)
EBITDA CCS	691	848	756	9,4	1.577	1.604	1,7
INVERSIONES NETAS	(344)	91	154	-	(258)	245	-
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	24	25	24	-	23	24	1,0
Magnitudes operativas	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	6,5	7,1	6,2	(4,6)	6,4	6,6	3,1
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	77,0	86,9	91,6	14,6	81,4	89,3	7,9
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	92,5	97,0	102,9	10,4	97,7	100,0	2,2
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	10.926	12.064	13.007	19,0	22.051	25.071	13,7
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	713	712	695	(2,5)	1.477	1.407	(4,7)
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	422	436	315	(25,4)	1.052	750	(28,7)
COMERCIALIZACIÓN GN NORTEAMÉRICA (TBtu)	105,3	155,4	110,3	4,7	220,8	265,7	20,3
Cotizaciones internacionales (\$/Mbtu)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
Henry Hub	2,0	3,3	3,2	63,0	2,0	3,3	60,7
Algonquin	2,4	4,4	2,9	20,8	2,9	3,7	27,6

El **resultado neto ajustado** del Downstream en el segundo trimestre de 2017 ha ascendido a 429 M€, un 14% superior al del segundo trimestre de 2016.

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

- En **Refino**, una mayor utilización de las unidades de conversión, compensada parcialmente por un menor indicador de margen de refino, generaron un efecto positivo en el resultado operativo de 34 M€. El indicador de margen de refino disminuyó en el período en comparación al 2016, principalmente debido al estrechamiento de los diferenciales entre crudos ligeros y pesados y a debilitamiento en los diferenciales de gasolina, parcialmente compensados por el fortalecimiento en los diferenciales de diésel.
- En **Química**, la mejora en los márgenes fue parcialmente compensada por los mayores precios de la nafta y unas menores ventas, generando un efecto positivo en el resultado operativo de 14 M€.
- En los negocios comerciales, **Marketing, Lubricantes y GLP**, el resultado de las operaciones fue superior en 7 M€ en el segundo trimestre de 2017 debido principalmente a una mejora de los

resultados en el negocio de Marketing gracias a unas mayores ventas en el segmento minorista y mayorista, compensados parcialmente por unos menores resultados en la negocio de GLP, tras la venta de activos en 2016.

- En **Trading y Gas & Power**, el resultado operativo fue superior en 37 M€ al del segundo trimestre de 2016. Los mejores resultados en el negocio de Gas&Power se debieron principalmente a la mejora de este negocio en Norteamérica apoyado por el aumento de los volúmenes vendidos y la reducción de costes.
- 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 **resultado neto ajustado** del primer semestre de 2017 fue de 929 M€, en línea con respecto al mismo periodo del 2016. Los mayores resultados en Trading y Gas & Power, los mayores índices de utilización y márgenes en Perú y un mejor desempeño en el negocio de Marketing fueron compensados por una menor contribución del GLP.

Inversiones de Explotación netas

Las **inversiones de explotación** en Downstream en el segundo trimestre y en el primer semestre de 2017 ascendieron a 154 M€ y 245 M€, respectivamente.

CORPORACIÓN Y OTROS

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
RESULTADO NETO AJUSTADO	(79)	(94)	(48)	39,2	(80)	(142)	(77,5)
Resultado de Corporación y ajustes	(90)	(56)	(68)	24,4	(153)	(124)	19,0
Resultado financiero	(185)	(155)	(74)	60,0	(262)	(229)	12,6
Impuesto sobre beneficios	100	57	44	(56,0)	140	101	(27,9)
Gas Natural Fenosa	96	60	50	(47,9)	195	110	(43,6)
EBITDA	(53)	(38)	(38)	28,3	(101)	(76)	24,8
INTERESES NETOS	(108)	(95)	(89)	17,6	(224)	(183)	18,3
INVERSIONES NETAS	30	(2)	10	(66,7)	15	8	(46,7)
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	(36)	(27)	(30)	6,0	(34)	(29)	5,0

CORPORACIÓN Y AJUSTES

El resultado de **Corporación y ajustes** en el segundo trimestre de 2017 ascendió a -68 M€, frente a -90 M€ en el mismo trimestre del año anterior, principalmente debido a menores costes corporativos.

En el primer semestre de 2017, **Corporación y ajustes** representaron un gasto neto de 124 M€, comparado con un gasto neto de 153 M€ en el mismo periodo del año anterior, gracias a menores costes corporativos.

RESULTADO FINANCIERO

El **resultado financiero** del segundo trimestre de 2017 fue de -74 M€, superior al del segundo trimestre de 2016 debido principalmente a menores gastos por intereses financieros en 2017 y a una reducción de los gastos relacionados con las posiciones de tipo de cambio.

El resultado financiero neto en el primer semestre de 2017 fue de -229 M€, 33 M€ mejor que en el mismo periodo del año anterior.

GAS NATURAL FENOSA

El **resultado neto ajustado** atribuible a Repsol, en el segundo trimestre de 2017, asciende a 50 M€, un 48% inferior en comparación con el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la menor participación en la compañía desde septiembre de 2016 y a unos menores resultados en la comercialización de electricidad, parcialmente compensado por unos mayores resultados en el negocio de distribución de gas en Latinoamérica

El **resultado neto ajustado** en el primer semestre de 2017 fue de 110 M€, un 44% inferior que en el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la menor participación en la compañía desde septiembre de 2016 y a unos menores resultados en la comercialización de electricidad, parcialmente compensado por unos mayores resultados en el negocio de distribución de gas en Latinoamérica.

ANÁLISIS DE RESULTADOS: RESULTADOS ESPECÍFICOS
RESULTADOS ESPECÍFICOS

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	2T 2016	1T 2017	2T 2017	% Variación 2T 17/2T 16	Enero-Junio 2016	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
Desinversiones	191	18	5	(97,4)	250	23	-
Reestructuración de plantilla	(316)	(4)	(34)	89,2	(346)	(36)	-
Deterioros	(9)	(28)	2	-	(10)	(26)	(160,0)
Provisiones y otros	(165)	(11)	42	-	(174)	29	-
RESULTADOS ESPECÍFICOS	(299)	(25)	15	-	(280)	(10)	270,0

Los **resultados específicos** en el segundo trimestre de 2017 supusieron un beneficio neto de 15 M€, debido principalmente a la reversión de provisiones ambientales parcialmente compensado por los costes de reestructuración de personal.

Los **resultados específicos** en el primer semestre de 2017 dieron como resultado una pérdida neta de -10 M€.

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 - JUNIO	
	2016	2017
I. FLUJO DE CAJA DE LAS OPERACIONES		
EBITDA A CCS	2.409	3.194
Cambios en el capital corriente (1)	(723)	(473)
Cobros de dividendos	303	140
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	119	(380)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(336)	(306)
	1.772	2.175
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones	(1.657)	(1.264)
Cobros por desinversiones	660	32
	(997)	(1.232)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	775	943
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(271)	(143)
Intereses netos	(398)	(345)
Autocartera	(49)	(183)
CAJA GENERADA EN EL PERIODO	57	272
Actividades de financiación y otros	(381)	(248)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(324)	24
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.769	4.918
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.445	4.942

(1) Incluye un efecto inventario antes de impuestos de -86 M€ y 8 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)	2T 2017	Enero-Junio 2017
DEUDA NETA GRUPO AL INICIO DEL PERIODO	8.345	8.144
EBITDA CCS	(1.463)	(3.194)
VARIACIÓN FONDO MANIOBRA COMERCIAL ⁽¹⁾	(289)	473
COBROS / PAGOS POR IMPUESTO DE BENEFICIOS	251	380
INVERSIONES NETAS	655	1.232
DIVIDENDOS Y REMUNERACIONES DE OTROS INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	5	143
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	(131)	(226)
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS ⁽²⁾	104	525
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	7.477	7.477
		2017
CAPITAL EMPLEADO OPERACIONES CONTINUADAS (M€)		37.660
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)		19,9
ROACE (%)		6,5
DEUDA NETA / EBITDA CCS (x)		1,17

(1) Incluye un efecto de inventario antes de impuestos de -199 millones de euros y -86 millones de euros para el segundo trimestre de 2017 y el primer semestre de 2017, respectivamente

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

La **deuda neta** del Grupo cierre del trimestre asciende a 7.477 M€, 868 M€ menos que el cierre del primer trimestre de 2017, debido principalmente a la generación de caja operativa, que incluye una reducción del fondo de maniobra comercial, que supera con creces las inversiones netas y los intereses financieros. Al cierre del segundo trimestre el ratio de **deuda neta sobre capital empleado** se situó en el 20%.

La **liquidez** del Grupo a cierre del primer semestre de 2017 se situó aproximadamente en 7.800 M€ (incluyendo las líneas de créditos comprometidas y no dispuestas) lo que supone aproximadamente 1,9 veces los vencimientos de deuda bruta en el corto plazo.

HECHOS DESTACADOS

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

En **Upstream**, el 17 de abril, se recibió la aprobación del "Field Development Plan" (FDP) del proyecto de descubrimiento de Ca Rong Do (CRD) en el bloque 07/03 en Vietnam por parte de las autoridades de Vietnam. Posteriormente, el pasado 26 de abril, Repsol y el resto de los socios del proyecto formalizaron la " Final Investment Decision " (FID) marcando el inicio de la fase de desarrollo del proyecto. Se estima que la producción comenzará a finales de 2019.

El 12 de mayo, Repsol anunció el inicio de la producción del campo Shaw en el área de MAR (plataformas de Montrose y Arbroath) en el Mar del Norte del Reino Unido. Repsol Sinopec Resources UK es el operador del campo que forma parte del plan de redesarrollo del área MAR. Este proyecto incluye el desarrollo de dos nuevos campos (Shaw y Cayley), para los que se ha instalado una nueva plataforma de producción (BLP) conectada a la plataforma Montrose Alpha. La puesta en marcha de la producción de campo Cayley tuvo lugar en junio de 2017.

El 6 de junio, se anunció un gran descubrimiento de gas en la costa de Trinidad y Tobago con los pozos Savannah y Macadamia, ubicados en East Block, una área ubicado dentro de la cuenca de Columbus, al este de la isla de Trinidad, en una lámina de agua de unos 150 metros. Repsol participa con un 30% en el consorcio descubridor, bpTT, mientras que el resto pertenece a BP. Los recursos se estiman preliminarmente en alrededor de 2 billones de pies cúbicos de gas.

El 8 de junio, en el marco del proyecto Kinabalu en Malasia, donde Repsol es el operador con una participación del 60%, se instaló una nueva plataforma de extracción de crudo. Se espera que el inicio de la producción comience durante la segunda mitad de 2017, después de terminar las obras de conexión y puesta en marcha de la plataforma y una vez que la campaña de perforación de desarrollo se haya completado.

El 29 de junio, se llegó a un acuerdo con la empresa rusa Gazprom Neft por la que adquirió el 25% de la participación de Repsol en la compañía Eurotek Yugra. De éste modo, Repsol y Gazprom Neft gestionarán conjuntamente Eurotek Yugra. Eurotek Yugra posee siete licencias en la zona más al oeste de la cuenca de Siberia occidental (licencia Karabashky 1, 2, 3, 9, 78, 79 y Kileyski). En el marco de este acuerdo también se firmó un memorando de entendimiento para fortalecer la colaboración entre las dos empresas en la región de Siberia Occidental, así como para explorar las inversiones conjuntas en el área cerca de los activos de Eurotek Yugra.

En el segundo trimestre de 2017, las autoridades de T&T autorizaron el desarrollo del proyecto Angelin, en el que Repsol tiene una participación del 30%. Este campo está ubicado en el West Block, a 60 kilómetros de la isla de Trinidad. Se estima que la producción comenzará en el primer trimestre de 2019.

En **Corporación**, el 9 de Mayo, Repsol International Finance, B.V. cerró una emisión de bonos a 5 años de 500 millones de euros a un precio de 99,568% y un cupón fijo anual de 0,50%, cuya admisión a cotización será solicitada en la Bolsa de Luxemburgo. Se trata de la primera emisión de un bono verde realizada por el Grupo Repsol y la primera realizada por una compañía del sector Oil & Gas, cuyos fondos se destinarán a refinanciar y financiar proyectos dirigidos a evitar las emisiones de gases de efectos invernadero en actividades de refino y química en España y Portugal.

El 19 de mayo de 2017, se celebró en segunda convocatoria la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol S.A que aprobó todas las propuestas presentadas por el Consejo de Administración, entre las que se incluyen la reelección como Consejeros de D. Rene Dahan, D. Manuel Manrique Cecilia y D. Luis Suárez de Lezo Mantilla, la ratificación y reelección como Consejero de D. Antonio Massanell Lavilla, así como el nombramiento como Consejeros de Dña. Maria Teresa Ballester Fornés, Dña. Isabel Torremocha Ferrezuelo y D. Mariano Marzo Carpio. Todos ellos, por el plazo estatutario de 4 años.

Adicionalmente, el 19 de mayo de 2017, Repsol anunció el calendario previsto para la ejecución del aumento de capital, aprobado en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2017, bajo el punto sexto del orden del día, para su implementación en junio y julio de 2017.

El 1 de junio de 2017, en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de mayo de 2016, en el punto 7º del Orden del Día, Repsol, S.A. puesto en marcha el Séptimo Ciclo del Plan de Compra de Acciones por los beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual del Grupo Repsol (el "Plan"), aprobado inicialmente en la Junta General Ordinaria de Accionistas de 15 de abril de 2011. Este Plan permite a los beneficiarios de dichos programas (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo) invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo a percibir anualmente. En el caso de que el beneficiario mantenga las acciones adquiridas durante un periodo de tres años desde la inversión inicial ("Periodo de Consolidación") y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregaría una acción adicional ("Acciones Adicionales") por cada tres adquiridas inicialmente.

El 7 junio de 2017, Repsol, S.A. comunicó el Documento Informativo de la ampliación de capital liberada, aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2017 dentro del punto sexto del Orden del Día, que se enmarca dentro del programa de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible".

El 4 de Julio de 2017, como continuación de los hechos relevantes remitidos a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en fechas 19 de mayo y 7 de junio de 2017, Repsol S.A. ("Repsol") comunicó que con fecha 30 de junio de 2017 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 70,42% de los derechos de asignación gratuita (un total de 1.053.700.868 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 30.991.202, siendo el importe nominal del aumento 30.991.202 euros, lo que supone un incremento de aproximadamente el 2,07% sobre la cifra del capital social de Repsol previa al aumento de capital. Por otro lado, durante el plazo establecido al efecto, los titulares del 29,58% de los derechos de asignación gratuita han aceptado el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol. En consecuencia, Repsol ha adquirido un total de 442.703.938 derechos por un importe bruto total de 188.591.877,588 euros. Repsol ha renunciado a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra.

El 10 de julio, Repsol publicó el “Trading Statement”, documento que proporciona información provisional correspondiente al segundo trimestre de 2017, incluyendo datos sobre el entorno económico y datos operativos de la compañía durante el período.

El 25 de Julio de 2017, la agencia de calificación crediticia Standard & Poor’s publicó una nota en la que ha elevado su outlook de estable a positivo, confirmando el rating BBB-/A-3.

Madrid, 27 de julio de 2017

Hoy 27 de julio de 2017 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 segundo trimestre 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). 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 durante un plazo no inferior a 1 mes.

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

2^º TRIMESTRE 2017

RESULTADOS POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	SEGUNDO TRIMESTRE 2016							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	No Recurrente	Resultado Neto
Upstream	16	-	31	(1)	46	-	(172)	(126)
Downstream	511	-	(125)	(8)	378	159	60	597
Corporación y otros	(90)	(185)	100	96	(79)	-	(187)	(266)
TOTAL	437	(185)	6	87	345	159	(299)	205
TOTAL RESULTADO NETO							(299)	205

Millones de euros	PRIMER TRIMESTRE 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	No Recurrente	Resultado Neto
Upstream	335	-	(115)	4	224	-	(42)	182
Downstream	663	-	(164)	1	500	84	19	603
Corporación y otros	(56)	(155)	57	60	(94)	-	(2)	(96)
TOTAL	942	(155)	(222)	65	630	84	(25)	689
TOTAL RESULTADO NETO							(25)	689

Millones de euros	SEGUNDO TRIMESTRE 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	No Recurrente	Resultado Neto
Upstream	168	-	(61)	8	115	-	53	168
Downstream	571	-	(137)	(5)	429	(144)	3	288
Corporación y otros	(68)	(74)	44	50	(48)	-	(41)	(89)
TOTAL	671	(74)	(154)	53	496	(144)	15	367
TOTAL RESULTADO NETO							15	367

Millones de euros	ACUMULADO A JUNIO 2016							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	No Recurrente	Resultado Neto
Upstream	(79)	0	137	5	63	-	(210)	(147)
Downstream	1.229	0	(281)	(14)	934	2	108	1.044
Corporación y ajustes	(153)	(262)	140	195	(80)	-	(178)	(258)
TOTAL	997	(262)	(4)	186	917	2	(280)	639
TOTAL RESULTADO NETO							(280)	639

Millones de euros	ACUMULADO A JUNIO 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	No Recurrente	Resultado Neto
Upstream	503	0	(176)	12	339	0	11	350
Downstream	1.234	0	(301)	(4)	929	(60)	22	891
Corporación y ajustes	(124)	(229)	101	110	(142)	0	(43)	(185)
TOTAL	1.613	(229)	(376)	118	1.126	(60)	(10)	1.056
TOTAL RESULTADO NETO							(10)	1.056

RESULTADO DE LAS OPERACIONES POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - JUNIO	
	2T16	1T17	2T17	2016	2017
UPSTREAM	16	335	168	(79)	503
Europa, África y Brasil	2	170	141	(19)	311
Sudamérica	129	178	105	169	283
Norteamérica	(65)	(11)	(23)	(168)	(34)
Asia y Rusia	33	86	46	38	132
Exploración y Otros	(83)	(88)	(101)	(99)	(189)
DOWNSTREAM	511	663	571	1.229	1.234
Europa	554	578	581	1.244	1.159
Resto del Mundo	(43)	85	(10)	(15)	75
CORPORACIÓN Y OTROS	(90)	(56)	(68)	(153)	(124)
TOTAL	437	942	671	997	1.613

RESULTADO NETO AJUSTADO POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - JUNIO	
	2T16	1T17	2T17	2016	2017
UPSTREAM	46	224	115	63	339
Europa, África y Brasil	34	82	59	58	141
Sudamérica	107	106	53	172	159
Norteamérica	(46)	(10)	(15)	(114)	(25)
Asia y Rusia	13	53	21	19	74
Exploración y Otros	(62)	(7)	(3)	(72)	(10)
DOWNSTREAM	378	500	429	934	929
Europa	412	446	437	940	883
Resto del Mundo	(34)	54	(8)	(6)	46
CORPORACIÓN Y OTROS	(79)	(94)	(48)	(80)	(142)
TOTAL	345	630	496	917	1.126

EBITDA POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - JUNIO	
	2T16	1T17	2T17	2016	2017
UPSTREAM	529	921	745	933	1.666
Europa, África y Brasil	94	299	238	159	537
Sudamérica	252	311	224	424	535
Norteamérica	125	182	164	202	346
Asia y Rusia	121	195	135	227	330
Exploración y Otros	(63)	(66)	(16)	(79)	(82)
DOWNSTREAM ⁽¹⁾	914	961	557	1.585	1.518
Europa	909	857	546	1.549	1.403
Resto del Mundo	5	104	11	36	115
CORPORACIÓN Y OTROS	(53)	(38)	(38)	(101)	(76)
TOTAL ⁽¹⁾	1.390	1.844	1.264	2.417	3.108
(1) EBITDA CCS M€					
DOWNSTREAM	691	848	756	1.577	1.604
TOTAL	1.167	1.731	1.463	2.409	3.194

INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN NETAS POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - JUNIO	
	2T16	1T17	2T17	2016	2017
UPSTREAM	643	455	466	1.281	921
Europa, África y Brasil	182	91	86	295	177
Sudamérica	215	162	128	404	290
Norteamérica	25	115	102	194	217
Asia y Rusia	85	46	87	107	133
Exploración y Otros	136	41	63	281	104
DOWNSTREAM	(344)	91	154	(258)	245
Europa	(189)	77	108	(137)	185
Resto del Mundo	(155)	14	46	(121)	60
CORPORACIÓN Y OTROS	30	(2)	10	15	8
TOTAL	329	544	630	1.038	1.174

CAPITAL EMPLEADO POR SEGMENTO DE NEGOCIO

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	ACUMULADO	
	4T16	2T17
Upstream	23.853	22.592
Downstream	9.469	9.294
Corporación y otros	5.933	5.774
TOTAL CAPITAL EMPLEADO	39.255	37.660
		2017
ROACE (%)		6,5
ROACE at CCS (%)		6,8

MAGNITUDES OPERATIVAS

2º TRIMESTRE 2017

MAGNITUDES OPERATIVAS DE UPSTREAM

	Unidad	1T 2016	2T 2016	3T 2016	4T 2016	2016	1T 2017	2T 2017	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	714	697	671	679	690	693	677	685	(2,9)
Producción de Líquidos	K Bep/día	255	246	239	233	243	258	253	256	2,0
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	94	89	90	88	90	121	120	120	31,5
Latam y Caribe	K Bep/día	69	69	66	67	68	60	59	60	(13,5)
Norteamérica	K Bep/día	58	57	54	50	54	51	49	50	(13,0)
Asia y Rusia	K Bep/día	35	32	28	28	31	27	25	26	(21,4)
Producción de Gas Natural	K Bep/día	459	451	432	446	447	435	424	429	(5,6)
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	22	19	16	18	18	15	15	15	(25,7)
Latam y Caribe	K Bep/día	233	238	227	238	234	229	229	229	(2,9)
Norteamérica	K Bep/día	130	129	126	125	127	125	123	124	(4,1)
Asia y Rusia	K Bep/día	74	64	63	66	67	65	57	61	(11,8)
Producción de Gas Natural	K Bep/día	2.579	2.530	2.423	2.506	2.509	2.442	2.381	2.411	(5,6)

MAGNITUDES OPERATIVAS DE DOWNSTREAM

	Unidad	1T 2016	2T 2016	3T 2016	4T 2016	2016	1T 2017	2T 2017	Enero-Junio 2017	% Variación 2017/2016
CRUDO PROCESADO	M tep	10,4	9,4	11,3	12,2	43,2	10,9	11,6	22,6	24,1
Europa	M tep	9,6	8,6	10,3	11,0	39,4	9,6	10,2	19,8	19,4
Resto del Mundo	M tep	0,8	0,8	0,9	1,2	3,8	1,3	1,4	2,7	73,6
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	11.125	10.926	12.471	13.526	48.048	12.064	13.007	25.071	19
Ventas Europa	Kt	9.927	9.810	11.155	11.895	42.787	10.473	11.321	21.794	15
Marketing Propio	Kt	4.854	5.109	5.319	5.186	20.468	5.042	5.287	10.329	3
Productos claros	Kt	4.021	4.260	4.506	4.327	17.114	4.280	4.478	8.758	5
Otros productos	Kt	833	849	813	859	3.354	762	809	1.571	(5)
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.920	1.965	2.069	2.129	8.083	2.081	2.044	4.125	4
Productos claros	Kt	1.873	1.895	2.024	2.075	7.867	2.035	1.996	4.031	5
Otros productos	Kt	47	70	45	54	216	46	48	94	(31)
Exportaciones	Kt	3.153	2.736	3.767	4.580	14.236	3.350	3.990	7.340	46
Productos claros	Kt	1.370	940	1.428	2.201	5.939	1.172	1.580	2.752	68
Otros productos	Kt	1.783	1.796	2.339	2.379	8.297	2.178	2.410	4.588	34
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.198	1.116	1.316	1.631	5.261	1.591	1.686	3.277	51
Marketing Propio	Kt	570	508	569	591	2.238	523	566	1.089	11
Productos claros	Kt	518	470	538	546	2.072	481	502	983	7
Otros productos	Kt	52	38	31	45	166	42	64	106	68
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	312	328	341	360	1.341	353	327	680	(0)
Productos claros	Kt	252	271	286	297	1.106	288	273	561	1
Otros productos	Kt	60	57	55	63	235	65	54	119	(5)
Exportaciones	Kt	316	280	406	680	1.682	715	793	1.508	183
Productos claros	Kt	128	130	126	177	561	215	147	362	13
Otros productos	Kt	188	150	280	503	1.121	500	646	1.146	331
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	764	713	702	714	2.892	712	695	1.407	(2)
Europa	Kt	641	615	589	584	2.428	609	581	1.189	(6)
Básica	Kt	238	224	213	218	893	215	206	422	(8)
Derivada	Kt	402	391	376	366	1.535	393	374	768	(4)
Resto del Mundo	Kt	124	98	112	130	464	104	114	218	17
Básica	Kt	35	21	18	27	101	19	17	36	(22)
Derivada	Kt	89	76	95	103	363	85	98	182	28
GLP										
GLP comercializado	Kt	631	422	327	368	1.747	436	315	750	(25)
Europa	Kt	427	256	215	363	1.261	430	310	740	21
Resto del Mundo	Kt	204	166	112	5	487	5	5	10	(97)

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

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

**ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

2º TRIMESTRE 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	JUNIO
	2016	2017
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	3.115	2.906
Otro inmovilizado intangible	1.994	1.863
Inmovilizado material	27.297	25.384
Inversiones inmobiliarias	66	66
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10.176	9.553
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.081	1.071
Otros	123	122
Activos por impuestos diferidos	4.746	4.433
Otros activos no corrientes	323	247
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta	144	123
Existencias	3.605	3.219
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.885	5.816
Otros activos corrientes	327	224
Otros activos financieros corrientes	1.280	1.231
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.687	4.717
TOTAL ACTIVO	64.849	60.975
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante y otros tenedores de instrumentos de patrimonio	30.867	29.932
Atribuido a los intereses minoritarios	244	251
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones	4	3
Provisiones no corrientes	6.127	5.540
Pasivos financieros no corrientes	9.482	8.639
Pasivos por impuesto diferido	1.379	1.186
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.550	1.420
Otros	459	449
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	146	138
Provisiones corrientes	872	626
Pasivos financieros corrientes	6.909	6.809
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	208	192
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	6.602	5.790
TOTAL PASIVO	64.849	60.975

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 - JUNIO	
	2T16	1T17	2T17	2016	2017
Resultado de explotación	336	844	413	678	1.257
Resultado financiero	(138)	(120)	(65)	(196)	(185)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	53	140	83	212	223
Resultado antes de impuestos	251	864	431	694	1.295
Impuesto sobre beneficios	(32)	(166)	(60)	(34)	(226)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	219	698	371	660	1.069
Resultado atribuido a intereses minoritarios por op. continuadas	(14)	(9)	(4)	(21)	(13)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	205	689	367	639	1.056
Resultado de operaciones interrumpidas	0	0	0	0	0
RESULTADO NETO	205	689	367	639	1.056
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
Euros/acción(*)	0,13	0,45	0,24	0,41	0,68
USD/ADR	0,15	0,48	0,27	0,46	0,78
Nº medio acciones(**)	1.506.185.630	1.520.668.882	1.519.471.462	1.507.687.345	1.520.066.864
Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:	1,11	1,07	1,14	1,11	1,14

(*) En el cálculo del beneficio por acción se ha ajustado el gasto por intereses correspondiente a las obligaciones perpetuas subordinadas (7 M€ ddi a 2T2016, 1T2017 y 2T2017).

(***) En enero 2016, diciembre 2016 y junio 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 1.527.393.053 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 periodo.

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 - JUNIO	
	2016	2017
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (*)		
Resultado antes de impuestos	694	1.295
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.158	1.389
Otros ajustes del resultado (netos)	144	(223)
EBITDA	1.996	2.461
Cambios en el capital corriente	(520)	10
Cobros de dividendos	306	215
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	136	(341)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(317)	(263)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	125	(389)
	1.601	2.082
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(472)	(136)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.001)	(882)
Otros activos financieros	(109)	(118)
Pagos por inversiones	(1.582)	(1.136)
Cobros por desinversiones	841	22
Otros flujos de efectivo	(1)	(4)
	(742)	(1.118)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Emisión de instrumentos de patrimonio propios	0	0
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(49)	(183)
Cobros por emisión de pasivos financieros	7.120	6.155
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(7.394)	(6.445)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(271)	(143)
Pagos de intereses	(396)	(341)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(86)	50
	(1.076)	(907)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	(6)	(27)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS	(223)	30
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.448	4.687
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.225	4.717

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

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

2º TRIMESTRE 2017

RECONCILIACIÓN DEL RESULTADO AJUSTADO CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

[Cifras no auditadas]

SEGUNDO TRIMESTRE 2016						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	437	(83)	(241)	223	(101)	336
Resultado financiero	(185)	87	(40)	-	47	(138)
Rdo de participadas	95	(42)	-	-	(42)	53
Resultado antes de impuestos	347	(38)	(281)	223	(96)	251
Impuesto sobre beneficios	6	38	(20)	(56)	(38)	(32)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	353	-	(301)	167	(134)	219
Rdo atribuido a minoritarios	(8)	-	2	(8)	(6)	(14)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	345	-	(299)	159	(140)	205
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
RESULTADO NETO	345	-	(299)	159	(140)	205

PRIMER TRIMESTRE 2017						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	942	(125)	(86)	113	(98)	844
Resultado financiero	(155)	31	4	-	35	(120)
Rdo de participadas	73	67	-	-	67	140
Resultado antes de impuestos	860	(27)	(82)	113	4	864
Impuesto sobre beneficios	(222)	27	57	(28)	56	(166)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	638	-	(25)	85	60	698
Rdo atribuido a minoritarios	(8)	-	-	(1)	(1)	(9)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	630	-	(25)	84	59	689
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
RESULTADO NETO	630	-	(25)	84	59	689

SEGUNDO TRIMESTRE 2017						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	671	(96)	37	(199)	(258)	413
Resultado financiero	(74)	8	1	-	9	(65)
Rdo de participadas	62	21	-	-	21	83
Resultado antes de impuestos	659	(67)	38	(199)	(228)	431
Impuesto sobre beneficios	(154)	67	(23)	50	94	(60)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	505	-	15	(149)	(134)	371
Rdo atribuido a minoritarios	(9)	-	-	5	5	(4)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	496	-	15	(144)	(129)	367
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
RESULTADO NETO	496	-	15	(144)	(129)	367

ACUMULADO A JUNIO 2016						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	997	(108)	(219)	8	(319)	678
Resultado financiero	(262)	84	(18)	-	66	(196)
Rdo de participadas	206	6	-	-	6	212
Resultado antes de impuestos	941	(18)	(237)	8	(247)	694
Impuesto sobre beneficios	(4)	18	(45)	(3)	(30)	(34)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	937	-	(282)	5	(277)	660
Rdo atribuido a minoritarios	(20)	-	2	(3)	(1)	(21)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	917	-	(280)	2	(278)	639
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
RESULTADO NETO	917	-	(280)	2	(278)	639

ACUMULADO A JUNIO 2017						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	1.613	(221)	(49)	(86)	(356)	1.257
Resultado financiero	(229)	39	5	-	44	(185)
Rdo de participadas	135	88	-	-	88	223
Resultado antes de impuestos	1.519	(94)	(44)	(86)	(224)	1.295
Impuesto sobre beneficios	(376)	94	34	22	150	(226)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.143	-	(10)	(64)	(74)	1.069
Rdo atribuido a minoritarios	(17)	-	-	4	4	(13)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.126	-	(10)	(60)	(70)	1.056
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
RESULTADO NETO	1.126	-	(10)	(60)	(70)	1.056

RECONCILIACIÓN OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

[Cifras no auditadas]

	DICIEMBRE 2016			JUNIO 2016		
	Deuda neta	Reclasificación de Negocios Conjuntos (1)	Deuda neta según balance NIIF-UE	Deuda neta	Reclasificación de Negocios Conjuntos (1)	Deuda neta según balance NIIF-UE
ACTIVO NO CORRIENTE						
Instrumentos financieros no corrientes	424	657	1.081	379	692	1.071
ACTIVO CORRIENTE						
Otros activos financieros corrientes	52	1.228	1.280	44	1.187	1.231
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.918	(231)	4.687	4.942	(225)	4.717
PASIVO NO CORRIENTE						
Pasivos financieros no corrientes	(9.540)	58	(9.482)	(8.831)	192	(8.639)
PASIVO CORRIENTE						
Pasivos financieros corrientes	(4.085)	(2.824)	(6.909)	(4.090)	(2.719)	(6.809)
PARTIDAS NO INCLUIDAS EN BALANCE						
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex-tipo de cambio (2)	87	-	87	79	-	79
DEUDA NETA	(8.144)		(9.256)	(7.477)		(8.350)

(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 17 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.724 millones de Euros, minorado en 368 millones de Euros por préstamos con terceros.

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

	ENERO-JUNIO					
	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
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	1.772	(171)	1.601	2.175	(93)	2.082
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(997)	255	(742)	(1.232)	114	(1.118)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	775	84	859	943	21	964
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN Y OTROS (1)	(1.099)	17	(1.082)	(919)	(15)	(934)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(324)	101	(223)	24	6	30
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.769	(321)	2.448	4.918	(231)	4.687
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.445	(220)	2.225	4.942	(225)	4.717

(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

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