



Resultados 3T 2017

3 de Noviembre de 2017

ÍNDICE

BASES DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN	2
PRINCIPALES MAGNITUDES	4
PRINCIPALES HITOS DEL TERCER 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.....	15
MAGNITUDES OPERATIVAS.....	23
ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	26
ANEXO III – CONCILIACIÓN MAGNITUDES NON-GAAP A NIIF	30

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.

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 SDG¹, 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 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, 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

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. Véase la Nota 8 de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al tercer trimestre y al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 y el Anexo I de las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016, donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

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

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

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 MAR⁴ utilizadas en la presente Nota de Resultados del tercer trimestre de 2017 se incluyen en el Anexo IV "Medidas Alternativas de rendimiento" de los Estados Financieros Intermedios Consolidados correspondiente al tercer trimestre y al período enero-septiembre 2017 y en la página web de Repsol.

Repsol publicará a lo largo del día de hoy los Estados Financieros Intermedios Consolidados correspondiente al tercer trimestre y al período enero-septiembre 2017, y estarán disponibles en la página web de Repsol y de la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores).

⁴ 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)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
Upstream	(28)	115	148	-	35	487	-
Downstream	395	429	502	27,1	1.329	1.431	7,7
Corporación y Otros	(60)	(48)	(74)	(23,3)	(140)	(216)	(54,3)
RESULTADO NETO AJUSTADO	307	496	576	87,6	1.224	1.702	39,1
Efecto Patrimonial	(6)	(144)	10	-	(4)	(50)	-
Resultado Específico	180	15	(59)	-	(100)	(69)	31,0
RESULTADO NETO	481	367	527	9,6	1.120	1.583	41,3

Magnitudes económicas (millones de euros)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
EBITDA	1.141	1.264	1.607	40,8	3.558	4.715	32,5
EBITDA CCS	1.148	1.463	1.587	38,2	3.557	4.781	34,4
INVERSIONES NETAS	(1.645)	630	645	-	(607)	1.819	-
DEUDA NETA	9.988	7.477	6.972	(30,2)	9.988	6.972	(30,2)
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)	2,18	1,28	1,10	(49,5)	2,11	1,09	(48,1)

Magnitudes operativas	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	239	253	252	5,3	247	254	3,1
PRODUCCIÓN DE GAS (*) (Millones scf/d)	2.423	2.381	2.477	2,2	2.510	2.433	(3,1)
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	671	677	693	3,3	694	688	(0,9)
PRECIO DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	41,5	44,1	47,7	15,1	37,2	47,1	26,7
PRECIO DE REALIZACIÓN GAS (\$/Miles scf)	2,2	2,8	2,7	21,4	2,3	2,9	24,2
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	91,8	91,6	98,7	7,5	84,9	92,4	8,8
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	106,9	102,9	104,3	(2,4)	100,8	101,4	0,6
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	5,1	6,2	7,0	37,3	6,0	6,8	13,3

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

PRINCIPALES HITOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017

- El **resultado neto ajustado** del tercer trimestre de 2017 ascendió a 576 M€, 269 M€ superior respecto al mismo periodo del año anterior. El **resultado neto** alcanzó 527 M€, un 10% superior respecto al tercer 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 148 M€, 176 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 los menores gastos de exploración. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor amortización técnica. Unas menores tasas impositivas efectivas, como resultado del mix de resultados y la evolución de las tasas de cambio de las monedas locales, impactaron positivamente el resultado ajustado.
 - En **Downstream**, el resultado neto ajustado fue de 502 M€, un 27% superior al del mismo período del año anterior como consecuencia de la mejora de los márgenes y los mayores volúmenes de destilación en Refino España y Perú, así como unas mayores ventas en el negocio Petroquímico,

mejores resultados en el negocio de Trading, una mayor contribución del negocio de Marketing y un mejor comportamiento del negocio de GLP.

- En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue -74 M€, 14 M€ inferior al del mismo periodo de 2016, principalmente por una menor contribución de **Gas Natural Fenosa** con motivo de la reducción en 2016 de la participación en dicha sociedad parcialmente compensado por menores costes corporativos y menor gasto financiero por intereses.
- La **producción** media de Upstream alcanzó 693 Kbp/d en el tercer trimestre del 2017, un 3% superior a la del mismo período de 2016 debido principalmente a la reanudación de la producción en Libia, el inicio de la producción de Juniper (Trinidad y Tobago), Lapa (Brasil), Flyndre, Shaw y Cayley (Reino Unido) y la conexión de pozos en Sapinhoa Norte (Brasil). Todo ello parcialmente compensado por la venta de TSP (Trinidad y Tobago), Tangguh (Indonesia) y Ogan Komering (Indonesia), al declino natural de los campos y al impacto de la fluctuación en la demanda de gas en Perú y Bolivia.
- El **EBITDA CCS** del tercer trimestre de 2017 alcanzó 1.587 M€, un 38% superior al mismo periodo de 2016. El **EBITDA CCS** de los nueve primeros meses de 2017 alcanzó 4.781 M€, un 34% superior al mismo periodo de 2016.
- La **deuda neta** del Grupo a cierre del tercer trimestre de 2017 se situó en 6.972 M€, 505 M€ inferior respecto al cierre del segundo trimestre de 2017, principalmente debido a la fuerte generación de caja operativa, que supera con creces las inversiones netas, los intereses financieros y el pago de dividendos. El **ratio de deuda neta sobre capital empleado** se situó en el 18,8%.
- 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. A cierre del tercer trimestre 2017, el 80% del objetivo inicial del año se ha contabilizado en los estados financieros. Los ahorros principalmente vienen de reducciones en servicios externos, gastos de personal y costes de desarrollo.

ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS
UPSTREAM

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	(28)	115	148	-	35	487	-
Resultado de las operaciones	64	168	180	181,3	(15)	683	-
Impuesto sobre beneficios	(91)	(61)	(41)	54,9	46	(217)	-
Resultado de participadas y minoritarios	(1)	8	9	-	4	21	-
EBITDA	502	745	755	50,4	1.435	2.421	68,7
INVERSIONES NETAS	444	466	474	6,8	1.725	1.395	(19,1)
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	140	36	24	(116,0)	(317)	32	-
Cotizaciones internacionales	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
Brent (\$/Bbl)	45,9	49,6	52,1	13,5	41,9	51,8	23,6
WTI (\$/Bbl)	44,9	48,1	48,2	7,3	41,5	49,4	19,0
Henry Hub (\$/MBtu)	2,8	3,2	3,0	7,1	2,3	3,2	38,5
Tipo de cambio medio (\$/€)	1,12	1,10	1,17	4,5	1,12	1,11	(0,9)
Precios de realización	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
CRUDO (\$/Bbl)	41,5	44,1	47,7	15,1	37,2	47,1	26,7
GAS (\$/Miles scf)	2,2	2,8	2,7	21,4	2,3	2,9	24,2
Exploración ^(*)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
G&A y amortización de bonos y sondeos secos	108	85	69	(36,1)	173	210	21,4
Producción	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	239	253	252	5,3	247	254	3,1
GAS ^(*) (Millones scf/d)	2.423	2.381	2.477	2,2	2.510	2.433	(3,1)
TOTAL (Miles de bep/d)	671	677	693	3,3	694	688	(0,9)

 (*) Sólo costes directos atribuibles a proyectos de exploración. (**) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado neto ajustado** en el trimestre ascendió a 148 M€, 176 M€ superior al registrado en el mismo periodo de 2016, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, la reanudación de la producción en Libia y los menores gastos de exploración. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una mayor amortización técnica. Unas menores tasas impositivas efectivas, como resultado del mix de resultados y la evolución de las tasas de cambio de las monedas locales, impactaron positivamente el resultado ajustado.

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 193 M€.
- La **menor producción**, ha contribuido negativamente al resultado operativo en 25 M€.

- La **actividad exploratoria**, excluyendo el efecto tipo de cambio, ha tenido un impacto positivo en el resultado operativo de 36 M€, debido principalmente a una menor amortización de bonos.
- Las **amortizaciones** fueron 55 M€ superiores debido principalmente a la mayor producción en Brasil y Trinidad y Tobago, parcialmente compensadas por la venta de TSP (Trinidad y Tobago) y Tangguh (Indonesia).
- Los **impuestos sobre beneficios** han impactado positivamente el resultado neto en 88 M€ debido principalmente al mix de tasas nominales aplicadas y al impacto de las monedas locales fundamentalmente en Brasil, Venezuela y Colombia.
- Los resultados de **sociedades participadas y minoritarios, la variación del tipo de cambio y otros costes** explican las diferencias restantes.

La reanudación de la producción en **Libia** impactó en 63M€ y 26M€ durante el trimestre en el resultado operativo y en el resultado neto ajustado respectivamente.

La **producción** media de Upstream alcanzó 693 Kbp/d en el tercer trimestre del 2017, un 3% superior a la del mismo período de 2016 debido principalmente a la reanudación de la producción en Libia, el inicio de la producción de Juniper (Trinidad y Tobago), Lapa (Brasil), Flyndre, Shaw y Cayley (Reino Unido) y la conexión de pozos en Sapinhoa Norte (Brasil). Todo ello parcialmente compensado por la venta de TSP (Trinidad y Tobago), Tangguh (Indonesia) y Ogan Komering (Indonesia), el declino natural de los campos y el impacto de la fluctuación en la demanda de gas en Perú y Bolivia.

Durante el tercer trimestre de 2017, se completaron tres pozos exploratorios. Un pozo fue declarado positivo mientras que los dos restantes fueron declarados negativos. Al final del periodo se encontraban en curso ocho pozos exploratorios y un pozo de evaluación, de los cuales uno de ellos ha finalizado en Octubre 2017 habiéndose declarado negativo con impacto en los resultados del tercer trimestre.

Resultados Acumulados

El **resultado neto ajustado** en los primeros nueve meses de 2017 ascendió a 487 M€, 452 M€ más que en el mismo periodo de 2016, debido principalmente a mayores precios de realización de crudo y gas, la reanudación de la producción en Libia y por la reducción de costes, parcialmente compensado por menores volúmenes de producción y unos mayores gastos de exploración. Adicionalmente, un mayor impuesto por beneficios ha tenido un impacto negativo debido a unos mejores resultados y a la evolución en los tipos de cambio de las monedas locales.

La **producción media** en los primeros nueve meses del 2017 alcanzó 688 Kbp/d, en línea con el mismo periodo de 2016. La reanudación de la producción en Libia, el inicio de producción y ramp-up de Lapa (Brasil), la conexión de nuevos pozos en Sapinhoa Norte (Brasil) y el inicio de producción en Juniper (Trinidad y Tobago) fueron compensados por la venta de activos, el declino natural de los campos, la menor demanda de gas y el efecto precio en los contratos de producción compartida (PSC) principalmente en Bolivia e Indonesia, y el cese de la producción de Varg en Noruega.

Inversiones de Explotación netas

Las **inversiones de explotación netas** en Upstream en el tercer trimestre de 2017 ascendieron a 474 M€, 30 M€ mayores que el tercer trimestre de 2016.

Excluyendo las desinversiones, las **inversiones en desarrollo** representaron un 81% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (25%), Canadá (14%), Trinidad y Tobago (13%), Malasia (6%), Reino Unido (6%), Brasil (6%), Argelia (5%), Vietnam (5%) y Perú (5%); las **inversiones en exploración** representaron un 18% del total y se realizaron fundamentalmente en Vietnam (25%), Indonesia (23%), Colombia (13%), Argelia (8%) y Bolivia (6%).

Las **inversiones de explotación netas** en Upstream en los primeros nueve meses de 2017 ascendió a 1.395 M€, 330 M€ inferiores que al mismo periodo de 2016.

Excluyendo las desinversiones, las **inversiones en desarrollo** representaron el 82% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (21%), Trinidad y Tobago (19%), Canadá (11%), Reino Unido (8%), Argelia (7%), Brasil (7%), Malasia (4%), Perú (4%) y Bolivia (4%). Las **inversiones en exploración** representaron un 17% del total y se realizaron fundamentalmente en Colombia (18%), Vietnam (15%), Indonesia (9%), Bolivia (8%), Trinidad y Tobago (7%), Argelia (7%) y Noruega (6%).

DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	395	429	502	27,1	1.329	1.431	7,7
Resultado de las operaciones	522	571	686	31,4	1.751	1.920	9,7
Impuesto sobre beneficios	(129)	(137)	(172)	(33,3)	(410)	(473)	(15,4)
Resultado de participadas y minoritarios	2	(5)	(12)	-	(12)	(16)	(33,3)
RESULTADO NETO AJUSTADO A MIFO	389	285	512	31,6	1.325	1.381	4,2
Efecto patrimonial	(6)	(144)	10	-	(4)	(50)	-
EBITDA	688	557	904	31,4	2.273	2.422	6,6
EBITDA CCS	695	756	884	27,2	2.272	2.488	9,5
INVERSIONES NETAS	(196)	154	163	-	(454)	408	-
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	25	24	25	-	23	25	2,0
Magnitudes operativas	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	5,1	6,2	7,0	37,3	6,0	6,8	13,3
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	91,8	91,6	98,7	7,5	84,9	92,4	8,8
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	106,9	102,9	104,3	(2,4)	100,8	101,4	0,6
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	12.471	13.007	13.442	7,8	34.522	38.513	11,6
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	702	695	740	5,5	2.178	2.148	(1,4)
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	327	315	247	(24,6)	1.379	997	(27,7)
COMERCIALIZACIÓN GN NORTEAMÉRICA (Tbtu)	89,9	110,3	110,1	22,5	310,7	375,7	20,9
Cotizaciones internacionales (\$/Mbtu)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
Henry Hub	2,8	3,2	3,0	7,1	2,3	3,2	38,5
Algonquin	2,8	2,9	2,3	(17,9)	2,9	3,2	11,9

El **resultado neto ajustado** del Downstream en el tercer trimestre de 2017 ha ascendido a 502 M€, un 27% superior al del tercer trimestre de 2016.

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

- En **Refino**, un mayor margen de refino y unas mayores tasas de utilización en las unidades de destilación, manteniendo una elevada utilización de las unidades de conversión, han generado un efecto positivo en el resultado operativo de 150 M€. La fortaleza de los diferenciales de los productos fueron parcialmente compensados por el estrechamiento en los diferenciales entre crudos ligeros y pesados.
- En **Química**, las mayores ventas generaron un efecto positivo en el resultado operativo de 10 M€. El negocio sigue mostrando una fortaleza destacable a pesar de la ligera reducción del margen por la apreciación de la nafta y los mayores costes energéticos.
- En los negocios comerciales, **Marketing, Lubricantes y GLP**, el resultado de las operaciones fue superior en 22 M€ en el tercer trimestre de 2017 debido principalmente a una mejora de los resultados en el negocio de Marketing y un mejor comportamiento del negocio de GLP.

- En **Trading y Gas & Power**, el resultado operativo fue superior en 19 M€ al del tercer trimestre de 2016 principalmente por la mejora de los resultados del negocio de Trading.
- 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** correspondiente a los primeros nueve meses de 2017 fue de 1.431 M€, un 8% superior respecto al mismo periodo del 2016, debido a unos mayores márgenes y mayores tasas de utilización en el negocio de Refino tanto en España como en Perú, mayores resultados en Trading y Gas & Power, así como un mejor desempeño en el negocio de Marketing. Todo ello parcialmente compensado por una menor contribución del negocio de GLP como consecuencia de las ventas llevadas a cabo en 2016.

Inversiones de Explotación netas

Las **inversiones de explotación** en Downstream en el tercer trimestre y en los primeros nueve meses de 2017 ascendieron a 163 M€ y 408 M€, respectivamente.

CORPORACIÓN Y OTROS

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	(60)	(48)	(74)	(23,3)	(140)	(216)	(54,3)
Resultado de Corporación y ajustes	(80)	(68)	(72)	10,0	(233)	(196)	15,9
Resultado financiero	(123)	(74)	(110)	10,6	(385)	(339)	11,9
Impuesto sobre beneficios	63	44	59	(6,3)	203	160	(21,2)
Gas Natural Fenosa	80	50	49	(38,8)	275	159	(42,2)
EBITDA	(49)	(38)	(52)	(6,1)	(150)	(128)	14,7
INTERESES NETOS (incluye preferentes)	(104)	(89)	(85)	18,3	(328)	(268)	18,3
INVERSIONES NETAS	(1.893)	10	8	-	(1.878)	16	-
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	(31)	(30)	(33)	(2,0)	(33)	(30)	3,0

CORPORACIÓN Y AJUSTES

El resultado de **Corporación y ajustes** en el tercer trimestre de 2017 ascendió a -72 M€, frente a -80 M€ en el mismo trimestre del año anterior, principalmente debido a menores costes corporativos.

En los primeros nueve meses de 2017, **Corporación y ajustes** representaron un gasto neto de 196 M€, comparado con un gasto neto de 233 M€ en el mismo periodo del año anterior, gracias a menores costes corporativos.

RESULTADO FINANCIERO

El **resultado financiero** del tercer trimestre de 2017 fue de -110 M€, 13 M€ superior al del tercer trimestre de 2016 debido principalmente a menores gastos por intereses financieros en 2017.

El **resultado financiero** en los primeros nueve meses de 2017 fue de -339 M€, 46 M€ mejor que en el mismo periodo del año anterior principalmente debido a menores gastos por intereses financieros y mayores resultados por posiciones por tipo de cambio, parcialmente compensados por las plusvalías obtenidas durante la recompra de bonos de Talisman en 2016.

GAS NATURAL FENOSA

El **resultado neto ajustado** atribuible a Repsol, en el tercer trimestre de 2017, asciende a 49 M€, un 39% 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 los negocios de comercialización de gas y electricidad, parcialmente compensado por unos mayores resultados en el negocio de distribución de gas en Latinoamérica.

El **resultado neto ajustado** en los primeros nueve meses de 2017 fue de 159 M€, un 42% 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 gas y 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]

Results (€ Million)	3T 2016	2T 2017	3T 2017	% Variación 3T16/3T17	Acumulado 2016	Acumulado 2017	% Variación 2016/2017
Desinversiones	383	5	(2)	-	633	21	(96,7)
Reestructuración de plantilla	(25)	(34)	(13)	48,0	(370)	(49)	86,8
Deterioros	(24)	2	1	-	(34)	(25)	26,5
Provisiones y otros	(154)	42	(45)	70,8	(329)	(16)	95,1
RESULTADOS ESPECÍFICOS	180	15	(59)	-	(100)	(69)	31,0

Los **resultados específicos** en el tercer trimestre de 2017 supusieron un pérdida de 59 M€, debido principalmente a provisiones y los costes de reestructuración de personal.

Los **resultados específicos** en los primeros nueve meses de 2017 dieron como resultado una pérdida de 69 M€, principalmente como resultado de los costes de reestructuración de personal, del deterioro de valor activos y las provisiones fiscales, parcialmente compensados por la reversión de provisiones ambientales.

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 - SEPTIEMBRE	
	2016	2017
I. FLUJO DE CAJA DE LAS OPERACIONES		
EBITDA A CCS	3.557	4.781
Cambios en el capital corriente (1)	(1.071)	(602)
Cobros de dividendos	383	203
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	54	(507)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(493)	(298)
	2.430	3.577
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones	(2.260)	(1.931)
Cobros por desinversiones	2.722	30
	462	(1.901)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	2.892	1.676
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(415)	(332)
Intereses netos	(466)	(414)
Autocartera	(114)	(222)
CAJA GENERADA EN EL PERIODO	1.897	708
Actividades de financiación y otros	(1.094)	(796)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	803	(88)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.769	4.918
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	3.572	4.830

(1) Incluye un efecto inventario antes de impuestos de -67 M€ y 1 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)	3T 2017	Enero - Septiembre 2017
DEUDA NETA GRUPO AL INICIO DEL PERIODO	7.477	8.144
EBITDA A CCS	(1.587)	(4.781)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL ⁽¹⁾	129	602
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	127	507
INVERSIONES NETAS	670	1.902
DIVIDENDOS Y REMUNERACIONES DE OTROS INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	189	332
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	(52)	(278)
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS ⁽²⁾	19	544
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	6.972	6.972
	2017	
CAPITAL EMPLEADO OP. CONT. (M€)	37.028	
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	18,8	
ROACE (%)	6,7	
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)	1,09	

(1) Incluye un efecto de inventario antes de impuestos de 19 millones de euros y -67 millones de euros para el tercer trimestre de 2017 y los primeros nueve meses 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 a cierre del tercer trimestre de 2017 se situó en 6.972 M€, 505 M€ inferior respecto al cierre del segundo trimestre de 2017, principalmente debido a la fuerte generación de caja operativa, que supera con creces las inversiones netas, los intereses financieros y el pago de dividendos. El **ratio de deuda neta sobre capital empleado** se situó en el 18,8%.

La **liquidez** del Grupo a cierre del tercer trimestre de 2017 se situó aproximadamente en 7.700 M€ (incluyendo el efectivo, las líneas de créditos comprometidas no dispuestas y los depósitos en entidades financieras con disponibilidad inmediata) lo que supone aproximadamente 1,8 veces los vencimientos de deuda bruta en el corto plazo.

HECHOS DESTACADOS

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

En **Upstream**, en julio se procedió a la adjudicación a Repsol por parte de las autoridades de México del bloque exploratorio 11, dentro de la 2ª Ronda Exploratoria en aguas someras celebrada en junio. Repsol es la compañía operadora con el 60% en asociación con la compañía mexicana Sierra con el 40% restante.

El 16 de agosto dentro de la Ronda Exploratoria 249 (Lease Sale) en el Golfo de México estadounidense, Repsol (50% W.I.) en asociación con Ecopetrol (50% W.I) obtuvo la adjudicación de cuatro nuevos bloques exploratorios (bloques 77, 78, 121 y 122) en la cuenca marina de Garden Banks.

El 7 de septiembre, Repsol y sus socios anunciaron que habían tomado varios de los hitos clave para comenzar con la ejecución del proyecto Buckskin que previamente había sido aprobado. Este proyecto de desarrollo de aguas profundas a gran escala ha sido delineado por múltiples pozos anteriores y contará con un enlace submarino con el Lucius Spar operado por Anadarko y ubicado en los bloques 785, 828, 829, 830, 871 y 872 de Keathley Canyon en el Golfo de México en aproximadamente 6.800 pies de agua.

El 4 de octubre se anunció que en el mes de septiembre, dentro de la 6ª fase del proyecto de desarrollo del bloque PM-3 CAA en Malasia, se concluyó con éxito la instalación de una nueva plataforma (Wellhead platform) en la zona Norte de este campo offshore. La nueva plataforma (Bunga Pakma) permitirá aumentar los niveles de producción a mediados de 2018 una vez concluyan los trabajos de conexión y puesta en servicio, así como las actividades de perforación de desarrollo.

El 9 de octubre, la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) de Brasil anunció la adjudicación de un bloque exploratorio a Repsol como compañía operadora en la 14ª ronda. El nuevo bloque exploratorio (ES-M-667) se sitúa en las aguas de la cuenca de Espirito Santo y supone el primer bloque de exploración en Brasil desde 2005.

En **Corporación**, el 11 de Octubre de 2017, se publicó el “Trading Statement con información provisional para el tercer trimestre de 2017, incluyendo tantos datos del escenario económico así como de actividad de la compañía durante el periodo.

Madrid, 3 de Noviembre de 2017

Hoy 3 de Noviembre 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 tercer 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**

3^º TRIMESTRE 2017

RESULTADOS POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	TERCER 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	64	-	(91)	(1)	(28)	-	(286)	(314)
Downstream	522	-	(129)	2	395	(6)	159	548
Corporación y otros	(80)	(123)	63	80	(60)	-	307	247
TOTAL	506	(123)	(157)	81	307	(6)	180	481
TOTAL RESULTADO NETO							180	481

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	Resultados Específicos	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	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)
TOTAL	794	(110)	(154)	46	576	10	(59)	527
TOTAL RESULTADO NETO							(59)	527

Millones de euros	ACUMULADO A SEPTIEMBRE 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	(15)	-	46	4	35	-	(496)	(461)
Downstream	1.751	-	(410)	(12)	1.329	(4)	267	1.592
Corporación y ajustes	(233)	(385)	203	275	(140)	-	129	(11)
TOTAL	1.503	(385)	(161)	267	1.224	(4)	(100)	1.120
TOTAL RESULTADO NETO							(100)	1.120

Millones de euros	ACUMULADO A SEPTIEMBRE 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	683	-	(217)	21	487	-	(8)	479
Downstream	1.920	-	(473)	(16)	1.431	(50)	21	1.402
Corporación y ajustes	(196)	(339)	160	159	(216)	-	(82)	(298)
TOTAL	2.407	(339)	(530)	164	1.702	(50)	(69)	1.583
TOTAL RESULTADO NETO							(69)	1.583

RESULTADO DE LAS OPERACIONES POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T16	2T17	3T17	2016	2017
UPSTREAM	64	168	180	(15)	683
Europa, África y Brasil	170	141	123	151	434
Sudamérica	12	105	122	181	405
Norteamérica	(13)	(23)	(36)	(181)	(70)
Asia y Rusia	25	46	54	63	186
Exploración y Otros	(130)	(101)	(83)	(229)	(272)
DOWNSTREAM	522	571	686	1.751	1.920
Europa	530	581	676	1.774	1.835
Resto del Mundo	(8)	(10)	10	(23)	85
CORPORACIÓN Y OTROS	(80)	(68)	(72)	(233)	(196)
TOTAL	506	671	794	1.503	2.407

RESULTADO NETO AJUSTADO POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T16	2T17	3T17	2016	2017
UPSTREAM	(28)	115	148	35	487
Europa, África y Brasil	51	59	79	109	220
Sudamérica	18	53	107	190	266
Norteamérica	(11)	(15)	(25)	(125)	(50)
Asia y Rusia	13	21	38	32	112
Exploración y Otros	(99)	(3)	(51)	(171)	(61)
DOWNSTREAM	395	429	502	1.329	1.431
Europa	405	437	498	1.345	1.381
Resto del Mundo	(10)	(8)	4	(16)	50
CORPORACIÓN Y OTROS	(60)	(48)	(74)	(140)	(216)
TOTAL	307	496	576	1.224	1.702

EBITDA POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T16	2T17	3T17	2016	2017
UPSTREAM	502	745	755	1.435	2.421
Europa, África y Brasil	102	238	243	261	780
Sudamérica	148	224	270	572	805
Norteamérica	174	164	142	376	488
Asia y Rusia	118	135	142	345	472
Exploración y Otros	(40)	(16)	(42)	(119)	(124)
DOWNSTREAM ⁽¹⁾	688	557	904	2.273	2.422
Europa	670	546	863	2.219	2.266
Resto del Mundo	18	11	41	54	156
CORPORACIÓN Y OTROS	(49)	(38)	(52)	(150)	(128)
TOTAL	1.141	1.264	1.607	3.558	4.715
(1) EBITDA CCS M€					
DOWNSTREAM	695	756	884	2.272	2.488
TOTAL	1.148	1.463	1.587	3.557	4.781

INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN NETAS POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T16	2T17	3T17	2016	2017
UPSTREAM	444	466	474	1.725	1.395
Europa, África y Brasil	149	86	87	444	264
Sudamérica	122	128	104	526	394
Norteamérica	61	102	145	255	362
Asia y Rusia	23	87	57	130	190
Exploración y Otros	89	63	81	370	185
DOWNSTREAM	(196)	154	163	(454)	408
Europa	(195)	108	119	(332)	304
Resto del Mundo	(1)	46	44	(122)	104
CORPORACIÓN Y AJUSTES	(1.893)	10	8	(1.878)	16
TOTAL	(1.645)	630	645	(607)	1.819

CAPITAL EMPLEADO POR SEGMENTO DE NEGOCIO

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	ACUMULADO	
	4T16	3T17
Upstream	23.853	22.163
Downstream	9.469	9.477
Corporación y otros	5.933	5.388
TOTAL	39.255	37.028
ROACE (%)		6,7
ROACE a CCS (%)		6,9

MAGNITUDES OPERATIVAS

3^º TRIMESTRE 2017

MAGNITUDES OPERATIVAS DE UPSTREAM

	Unidad	1T 2016	2T 2016	3T 2016	4T 2016	2016	1T 2017	2T 2017	3T 2017	Acum 2017	% Variación 2017/2016
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	714	697	671	679	690	693	677	693	688	(0,9)
Producción de Líquidos	K Bep/día	255	246	239	233	243	258	253	252	254	3,1
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	94	89	90	88	90	121	120	123	121	32,8
Latam y Caribe	K Bep/día	69	69	66	67	68	60	59	58	59	(13,4)
Norteamérica	K Bep/día	58	57	54	50	54	51	49	48	49	(12,5)
Asia y Rusia	K Bep/día	35	32	28	28	31	27	25	24	25	(19,8)
Producción de Gas Natural	K Bep/día	459	451	432	446	447	435	424	441	433	(3,1)
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	22	19	16	18	18	15	15	16	15	(17,8)
Latam y Caribe	K Bep/día	233	238	227	238	234	229	229	243	234	0,5
Norteamérica	K Bep/día	130	129	126	125	127	125	123	123	124	(3,6)
Asia y Rusia	K Bep/día	74	64	63	66	67	65	57	59	60	(10,1)
Producción de Gas Natural	M scf/d	2.579	2.530	2.423	2.506	2.509	2.442	2.381	2.477	2.433	(3,1)

MAGNITUDES OPERATIVAS DE DOWNSTREAM

	Unidad	1T 2016	2T 2016	3T 2016	4T 2016	2016	1T 2017	2T 2017	3T 2017	Acum 2017	% Variación 2017/2016
CRUDO PROCESADO	M tep	10,4	9,4	11,3	12,2	43,2	10,9	11,6	12,4	35,0	12,8
Europa	M tep	9,6	8,6	10,3	11,0	39,4	9,6	10,2	11,1	31,0	8,8
Resto del Mundo	M tep	0,8	0,8	0,9	1,2	3,8	1,3	1,4	1,3	4,0	57,3
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	11.125	10.926	12.471	13.526	48.048	12.064	13.007	13.442	38.513	11,6
Ventas Europa	Kt	9.927	9.810	11.155	11.895	42.787	10.473	11.321	11.711	33.505	8,5
Marketing Propio	Kt	4.854	5.109	5.319	5.186	20.468	5.042	5.287	5.543	15.872	3,9
Productos claros	Kt	4.021	4.260	4.506	4.327	17.114	4.280	4.478	4.632	13.390	4,7
Otros productos	Kt	833	849	813	859	3.354	762	809	911	2.482	(0,5)
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.920	1.965	2.069	2.129	8.083	2.081	2.044	2.227	6.352	6,7
Productos claros	Kt	1.873	1.895	2.024	2.075	7.867	2.035	1.996	2.162	6.193	6,9
Otros productos	Kt	47	70	45	54	216	46	48	65	159	(1,9)
Exportaciones	Kt	3.153	2.736	3.767	4.580	14.236	3.350	3.990	3.941	11.281	16,8
Productos claros	Kt	1.370	940	1.428	2.201	5.939	1.172	1.580	1.734	4.486	20,0
Otros productos	Kt	1.783	1.796	2.339	2.379	8.297	2.178	2.410	2.207	6.795	14,8
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.198	1.116	1.316	1.631	5.261	1.591	1.686	1.731	5.008	38,0
Marketing Propio	Kt	570	508	569	591	2.238	523	566	605	1.694	2,9
Productos claros	Kt	518	470	538	546	2.072	481	502	543	1.526	0,0
Otros productos	Kt	52	38	31	45	166	42	64	62	168	38,8
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	312	328	341	360	1.341	353	327	356	1.036	5,6
Productos claros	Kt	252	271	286	297	1.106	288	273	291	852	5,3
Otros productos	Kt	60	57	55	63	235	65	54	65	184	7,0
Exportaciones	Kt	316	280	406	680	1.682	715	793	770	2.278	127,3
Productos claros	Kt	128	130	126	177	561	215	147	214	576	50,0
Otros productos	Kt	188	150	280	503	1.121	500	646	556	1.702	175,4
QUÍMICA											
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	764	713	702	714	2.892	712	695	740	2.148	(1,4)
Europa	Kt	641	615	589	584	2.428	609	581	640	1.829	(0,8)
Básica	Kt	238	224	213	218	893	215	206	245	667	(1,3)
Derivada	Kt	402	391	376	366	1.535	393	374	395	1.162	(0,5)
Resto del Mundo	Kt	124	98	112	130	464	104	114	100	318	(4,7)
Básica	Kt	35	21	18	27	101	19	17	22	58	(21,2)
Derivada	Kt	89	76	95	103	363	85	98	78	260	(0,0)
GLP											
GLP comercializado	Kt	631	422	327	368	1.747	436	315	247	997	(27,7)
Europa	Kt	427	256	215	363	1.261	430	310	242	983	9,5
Resto del Mundo	Kt	204	166	112	5	487	5	5	4	15	(97,0)

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

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

**ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

3^º 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	SEPTIEMBRE
	2016	2017
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	3.115	2.810
Otro inmovilizado intangible	1.994	1.828
Inmovilizado material	27.297	24.741
Inversiones inmobiliarias	66	65
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	10.176	9.388
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.081	1.073
Otros	123	118
Activos por impuestos diferidos	4.746	4.393
Otros activos no corrientes	323	266
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta	144	21
Existencias	3.605	3.589
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.885	6.263
Otros activos corrientes	327	228
Otros activos financieros corrientes	1.280	1.360
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.687	4.588
TOTAL ACTIVO	64.849	60.731
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante y otros tenedores de instrumentos de patrimonio	30.867	29.790
Atribuido a los intereses minoritarios	244	266
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones	4	3
Provisiones no corrientes	6.127	5.424
Pasivos financieros no corrientes	9.482	8.008
Pasivos por impuesto diferido	1.379	1.064
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.550	1.364
Otros	459	449
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	146	3
Provisiones corrientes	872	707
Pasivos financieros corrientes	6.909	6.999
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	208	189
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	6.602	6.465
TOTAL PASIVO	64.849	60.731

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 - SEPTIEMBRE	
	3T16	2T17	3T17	2016	2017
Resultado de explotación	740	413	653	1.418	1.910
Resultado financiero	(92)	(65)	(83)	(288)	(268)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	40	83	178	252	401
Resultado antes de impuestos	688	431	748	1.382	2.043
Impuesto sobre beneficios	(198)	(60)	(203)	(232)	(429)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	490	371	545	1.150	1.614
Resultado atribuido a intereses minoritarios por op. continuadas	(9)	(4)	(18)	(30)	(31)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	481	367	527	1.120	1.583
Resultado de operaciones interrumpidas	0	0	0	0	0
RESULTADO NETO	481	367	527	1.120	1.583
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
Euros/acción(*)	0,32	0,24	0,34	0,73	1,03
USD/ADR	0,35	0,27	0,40	0,81	1,21
Nº medio acciones(**)	1.503.587.903	1.519.471.462	1.522.658.876	1.506.310.890	1.520.940.363
Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:	1,12	1,14	1,18	1,12	1,18

(*) En el cálculo del beneficio por acción se ha ajustado el gasto por intereses correspondiente a las obligaciones perpetuas subordinadas (7 M€ ddi a 3T2016, 2T2017 y 3T2017).

(**) 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 - SEPTIEMBRE	
	2016	2017
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (*)		
Resultado antes de impuestos	1.382	2.043
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.758	1.965
Otros ajustes del resultado (netos)	(137)	(266)
EBITDA	3.003	3.742
Cambios en el capital corriente	(756)	(115)
Cobros de dividendos	385	334
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	69	(470)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(459)	(223)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(5)	(359)
	2.242	3.268
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(629)	(152)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.379)	(1.391)
Otros activos financieros	(142)	(375)
Pagos por inversiones	(2.150)	(1.918)
Cobros por desinversiones	2.995	21
Otros flujos de efectivo	(1)	(4)
	844	(1.901)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Emisión de instrumentos de patrimonio propios	0	0
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(114)	(222)
Cobros por emisión de pasivos financieros	10.115	7.930
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(11.164)	(8.469)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(415)	(332)
Pagos de intereses	(463)	(412)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(96)	71
	(2.137)	(1.434)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	(10)	(32)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS	939	(99)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.448	4.687
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	3.387	4.588

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

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

3^º TRIMESTRE 2017

RECONCILIACIÓN DEL RESULTADO AJUSTADO CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	TERCER TRIMESTRE 2016					
	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	506	(8)	249	(7)	234	740
Resultado financiero	(123)	(89)	120	-	31	(92)
Rdo de participadas	88	(48)	-	-	(48)	40
Resultado antes de impuestos	471	(145)	369	(7)	217	688
Impuesto sobre beneficios	(157)	145	(188)	2	(41)	(198)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	314	-	181	(5)	176	490
Rdo atribuido a minoritarios	(7)	-	(1)	(1)	(2)	(9)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	307	-	180	(6)	174	481
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
RESULTADO NETO	307	-	180	(6)	174	481

Millones de euros	SEGUNDO TRIMESTRE 2017					
	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		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	-	-	-	-	-	-
RESULTADO NETO	496	-	15	(144)	(129)	367

Millones de euros	TERCER TRIMESTRE 2017					
	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		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
Resultado antes de impuestos	744	(5)	(11)	20	4	748
Impuesto sobre beneficios	(154)	5	(48)	(6)	(49)	(203)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	590	-	(59)	14	(45)	545
Rdo atribuido a minoritarios	(14)	-	-	(4)	(4)	(18)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	576	-	(59)	10	(49)	527
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
RESULTADO NETO	576	-	(59)	10	(49)	527

ACUMULADO A SEPTIEMBRE 2016						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	1.503	(116)	30	1	(85)	1.418
Resultado financiero	(385)	(5)	102	-	97	(288)
Rdo de participadas	294	(42)	-	-	(42)	252
Resultado antes de impuestos	1.412	(163)	132	1	(30)	1.382
Impuesto sobre beneficios	(161)	163	(233)	(1)	(71)	(232)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.251	-	(101)	-	(101)	1.150
Rdo atribuido a minoritarios	(27)	-	1	(4)	(3)	(30)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.224	-	(100)	(4)	(104)	1.120
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
RESULTADO NETO	1.224	-	(100)	(4)	(104)	1.120

ACUMULADO A SEPTIEMBRE 2017						
Millones de euros	AJUSTES					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	2.407	(353)	(78)	(66)	(497)	1.910
Resultado financiero	(339)	50	21	-	71	(268)
Rdo de participadas	195	204	2	-	206	401
Resultado antes de impuestos	2.263	(99)	(55)	(66)	(220)	2.043
Impuesto sobre beneficios	(530)	99	(14)	16	101	(429)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.733	-	(69)	(50)	(119)	1.614
Rdo atribuido a minoritarios	(31)	-	-	-	-	(31)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.702	-	(69)	(50)	(119)	1.583
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
RESULTADO NETO	1.702	-	(69)	(50)	(119)	1.583

RECONCILIACIÓN OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

[Cifras no auditadas]

	DICIEMBRE 2016			SEPTIEMBRE 2017		
	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	374	699	1.073
ACTIVO CORRIENTE						
Otros activos financieros corrientes	52	1.228	1.280	238	1.122	1.360
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.918	(231)	4.687	4.830	(242)	4.588
PASIVO NO CORRIENTE						
Pasivos financieros no corrientes	(9.540)	58	(9.482)	(8.155)	147	(8.008)
PASIVO CORRIENTE						
Pasivos financieros corrientes	(4.085)	(2.824)	(6.909)	(4.334)	(2.665)	(6.999)
PARTIDAS NO INCLUIDAS EN BALANCE						
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex-tipo de cambio (2)	87	0	87	75	0	75
DEUDA NETA	(8.144)		(9.256)	(6.972)		(7.911)

(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 20 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.647 millones de Euros, minorado en 347 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-SEPTIEMBRE					
	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						
	2.430	(188)	2.242	3.577	(309)	3.268
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
	462	382	844	(1.901)	0	(1.901)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	2.892	194	3.086	1.676	(309)	1.367
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN Y OTROS (1)						
	(2.089)	(58)	(2.147)	(1.764)	298	(1.466)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	803	136	939	(88)	(11)	(99)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.769	(321)	2.448	4.918	(231)	4.687
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	3.572	(185)	3.387	4.830	(242)	4.588

(1) Incluye pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio, pagos de intereses, cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio, cobros/(pagos) 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