



Resultados 3T 2018

31 de octubre de 2018

ÍNDICE

BASES DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN	2
PRINCIPALES MAGNITUDES	4
PRINCIPALES HITOS DEL TERCER TRIMESTRE 2018	4
ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS	6
UPSTREAM.....	6
DOWNSTREAM.....	9
CORPORACIÓN Y OTROS	11
ANÁLISIS DE RESULTADOS: RESULTADOS ESPECÍFICOS.....	12
RESULTADOS ESPECÍFICOS	12
ANÁLISIS DE FLUJOS DE EFECTIVO: ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO AJUSTADO.....	13
ANÁLISIS DE DEUDA NETA: EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA	14
HECHOS DESTACADOS.....	15
ANEXO I - INFORMACIÓN FINANCIERA Y MAGNITUDES OPERATIVAS POR SEGMENTOS.....	17
MAGNITUDES OPERATIVAS	24
ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	27
ANEXO III – CONCILIACIÓN MAGNITUDES NON-GAAP A NIIF	31

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 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 conjuntos¹ y otras sociedades gestionadas² operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

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

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

¹ Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo. Véase la Nota 12 del Anexo III de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2017, donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

² Corresponde a Petrocarabobo, S.A. (Venezuela), entidad asociada del Grupo.

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 ingresos o gastos relevantes. Los *Resultados Específicos* se presentan de forma independiente, netos de impuestos y minoritarios.

Tras el acuerdo alcanzado el 22 de febrero de 2018 para la venta de la participación del 20,072% en Naturgy Energy Group, S.A. —Naturgy— (antes denominada Gas Natural SDG, S.A.), sus resultados hasta dicha fecha se han clasificado como operaciones interrumpidas dentro de “Resultados Específicos”, anteriormente clasificados en Corporación y otros, re-expresándose las magnitudes comparativas respecto a los publicadas en la Nota de resultados del tercer trimestre de 2017.

En 2018 se ha modificado la forma en que se presentan los resultados derivados de la variación del tipo de cambio sobre posiciones fiscales en divisa distinta de la moneda funcional, que pasan a reflejarse dentro de los Resultados Específicos para facilitar el seguimiento de los resultados de los negocios y alinearnos con las mejores prácticas del sector. Las magnitudes comparativas de los periodos intermedios del ejercicio 2017 no se han re-expresado, dada su inmaterialidad (ver Anexo IV “Medidas Alternativas de Rendimiento” los Estados financieros intermedios consolidados del periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018).

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 MAR³ utilizadas en la presente Nota de Resultados del tercer trimestre de 2018 se incluyen en el Anexo IV “Medidas Alternativas de rendimiento” de los Estados financieros intermedios consolidados para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018 y en la página web de Repsol.

Repsol publicará hoy los Estados Financieros Intermedios Consolidados para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018, que estarán disponibles en la página web de Repsol y de la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores).

³ 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 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
Upstream	148	360	368	148,6	487	1.015	108,4
Downstream	502	337	336	(33,1)	1.431	1.098	(23,3)
Corporación y Otros	(122)	(148)	(116)	4,9	(375)	(393)	(4,8)
RESULTADO NETO AJUSTADO	528	549	588	11,4	1.543	1.720	11,5
Efecto Patrimonial	10	211	67	-	(50)	269	-
Resultado Específico	(11)	176	(30)	(172,7)	90	182	102,2
RESULTADO NETO	527	936	625	18,6	1.583	2.171	37,1

Magnitudes económicas (millones de euros)	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
EBITDA	1.607	2.007	2.022	25,8	4.715	5.833	23,7
EBITDA CCS	1.587	1.713	1.930	21,6	4.781	5.459	14,2
INVERSIONES	642	647	774	20,6	1.843	2.019	9,5
DEUDA NETA	6.972	2.706	2.304	(67,0)	6.972	2.304	(67,0)
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)	1,10	0,39	0,30	(72,8)	1,09	0,32	(71,1)

Magnitudes operativas	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	252	263	250	(0,6)	254	261	2,4
PRODUCCIÓN DE GAS ^(*) (Millones scf/d)	2.477	2.577	2.476	(0,1)	2.433	2.541	4,4
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	693	722	691	(0,3)	688	713	3,7
PRECIO DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	47,7	67,5	66,9	40,1	47,1	65,1	38,2
PRECIO DE REALIZACIÓN GAS (\$/Miles scf)	2,7	3,1	3,3	23,0	2,9	3,3	15,6
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	98,7	88,4	96,3	(2,4)	92,4	92,4	0,0
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	104,3	103,5	108,9	4,6	101,4	105,6	4,2
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	7,0	7,2	6,7	(4,3)	6,8	6,9	1,5

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

PRINCIPALES HITOS DEL TERCER TRIMESTRE 2018

- El **resultado neto ajustado** del tercer trimestre de 2018 ascendió a 588 M€, un 11% superior respecto al mismo periodo del año anterior. El **resultado neto** alcanzó los 625 M€, superior en un 19% al tercer trimestre de 2017.
- Los resultados trimestrales por cada segmento de operación se resumen a continuación:
 - El resultado neto ajustado del **Upstream** se ha situado en 368 M€, superior en 220 M€ al del mismo trimestre de 2017, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas y a unas menores tasas de amortización. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores costes exploratorios y por unos mayores impuestos asociados a un mayor resultado operativo.

- En **Downstream**, el resultado neto ajustado fue de 336 M€, inferior en 166 M€ al del mismo periodo del año anterior debido principalmente a un entorno más desafiante en los negocios de refinación y química, así como a unos menores resultados en GLP y Gas & Power.
- En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue -116 M€, en línea con el obtenido durante el mismo periodo de 2017.
- La **producción media en Upstream** alcanzó 691 Kbp/d en el tercer trimestre de 2018, en línea respecto al mismo periodo de 2017. Una mayor producción en Libia, la adquisición de Visund (Noruega) y la mayor producción asociada a nuevos desarrollos compensaron prácticamente la menor demanda de gas en Cardón IV (Venezuela), la venta del campo SK (Rusia), las incidencias operativas y el declino natural de los campos.
- El **EBITDA a CCS** en el tercer trimestre de 2018 fue de 1.930 M€, un 22% superior en comparación con el mismo periodo de 2017. El EBITDA CCS durante los primeros nueve meses de 2018 ascendió a 5.459 M€, un 14% superior al obtenido durante el mismo periodo de 2017.
- La **deuda neta** del Grupo a cierre del tercer trimestre de 2018 se situó en 2.304 M€, inferior en 402 M€ respecto al cierre del segundo trimestre de 2018. Una **sólida generación de caja operativa** ha sido más que suficiente para cubrir las inversiones, dividendos, intereses y el programa de recompra de acciones durante el periodo. El **ratio de deuda neta sobre capital empleado** a cierre del tercer trimestre se situó en el 6,8%.

ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS
UPSTREAM

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	148	360	368	148,6	487	1.015	108,4
Resultado de las operaciones	180	681	640	255,6	683	1.876	174,7
Impuesto sobre beneficios	(41)	(323)	(281)	-	(217)	(875)	-
Resultado de participadas y minoritarios	9	2	9	-	21	14	(33,3)
EBITDA	755	1.188	1.288	70,6	2.421	3.577	47,7
INVERSIONES	467	448	523	12,0	1.373	1.423	3,6
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	24	48	44	20,0	32	47	15,0
Cotizaciones internacionales	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
Brent (\$/Bbl)	52,1	74,4	75,2	44,3	51,8	72,1	39,1
WTI (\$/Bbl)	48,2	67,9	69,4	44,1	49,4	66,8	35,3
Henry Hub (\$/MBtu)	3,0	2,8	2,9	(3,2)	3,2	2,9	(8,4)
Tipo de cambio medio (\$/€)	1,17	1,19	1,16	(0,9)	1,11	1,19	7,2
Precios de realización	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
CRUDO (\$/Bbl)	47,7	67,5	66,9	40,1	47,1	65,1	38,2
GAS (\$/Miles scf)	2,7	3,1	3,3	23,0	2,9	3,3	15,6
Exploración ^(*)	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
G&A y amortización de bonos y sondeos secos	69	79	132	91,3	210	355	69,0
Producción	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	252	263	250	(0,6)	254	261	2,4
GAS ^(**) (Millones scf/d)	2.477	2.577	2.476	(0,1)	2.433	2.541	4,4
TOTAL (Miles de bep/d)	693	722	691	(0,3)	688	713	3,7

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

El resultado neto ajustado de **Upstream** se ha situado en 368 M€, superior en 220 M€ al del mismo trimestre de 2017, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas y a unas menores tasas de amortización. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores costes exploratorios y por unos mayores impuestos asociados a un mayor resultado operativo.

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

- Los mayores **precios de realización de crudo y gas** han tenido un efecto positivo en el resultado operativo de 470 M€.

- El **efecto volumen** ha tenido un efecto positivo de 9 M€ a nivel de resultado operativo gracias a una mayor contribución de Libia.
- Las **mayores regalías** han contribuido negativamente al resultado operativo en 58 M€.
- El mayor **gasto exploratorio**, fundamentalmente asociado a las operaciones en Rumanía, han supuesto un impacto negativo al resultado operativo de 63 M€.
- Las **amortizaciones** fueron 101 M€ inferiores debido principalmente al impacto que ha tenido la aplicación de la nueva fórmula de cálculo de las amortizaciones de activos productivos en 2018.
- Los **impuestos sobre beneficios** han impactado negativamente el resultado neto ajustado en 237 M€ como consecuencia de un mayor resultado operativo.
- Los resultados de **sociedades participadas y minoritarios, el tipo de cambio y otros costes** explican las diferencias restantes.

La **producción media en Upstream** alcanzó 691 Kbp/d en el tercer trimestre de 2018, en línea respecto al mismo periodo de 2017. Una mayor producción en Libia, la adquisición de Visund (Noruega) y la mayor producción asociada a nuevos desarrollos compensaron prácticamente la menor demanda de gas en Cardón IV (Venezuela), la venta del campo SK (Rusia), las incidencias operativas y el declino natural de los campos.

Durante el tercer trimestre de 2018 se finalizaron cinco pozos exploratorios. Dos se encuentran todavía en evaluación mientras que los restantes tres pozos fueron declarados negativos.

Resultados en el periodo enero – septiembre 2018:

El **resultado neto ajustado** de Upstream se ha situado en 1.015 M€, superior en 528 M€ al del mismo periodo de 2017, debido principalmente a los mayores precios de realización del crudo y del gas, a unos mayores volúmenes y a unas menores tasas de amortización. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores costes exploratorios, por un impacto negativo de tipo de cambio y por unos mayores impuestos asociados a un mayor resultado operativo.

La **producción media** alcanzó los 713 Kbp/d, lo que supone un incremento de 25 Kbp/d con respecto al mismo periodo de 2017, debido, principalmente a la puesta en marcha de nuevos proyectos durante el año 2017: Reggane (Argelia), Monarb (Reino Unido), Kinabalu (Malasia), Sagari (Perú) y Juniper y TROC (Trinidad y Tobago), así como por el *ramp-up* de la producción en Libia, la puesta en producción de nuevos pozos en Marcellus y la adquisición de Visund (Noruega). Estos efectos fueron parcialmente compensados por la venta del campo SK (Rusia), por el declino natural de los campos, por incidencias operativas y por la menor demanda de gas en Cardón IV (Venezuela).

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** en Upstream durante el tercer trimestre de 2018 ascendieron a 523 M€, superior en 56 M€ a las del mismo periodo de 2017.

Las **inversiones en desarrollo** representaron un 82% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (29%), Canadá (18%), Trinidad y Tobago (10%), Perú (10%), Noruega (8%) y Argelia (7%). Las **inversiones en exploración**, por otro lado, representaron un 16% del total y se realizaron fundamentalmente en Brasil (24%), Trinidad y Tobago (10%), Indonesia (9%), Bolivia (8%), Estados Unidos (6%), Noruega (6%), Malasia (5%), Rusia (5%) y Rumanía (4%).

Las **inversiones** en Upstream durante los primeros nueve meses de 2018 ascendieron a 1.423 M€, superior en 50 M€ a las del mismo periodo de 2017.

Las **inversiones en desarrollo** representaron un 70% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (29%), Canadá (16%), Noruega (10%), Trinidad y Tobago (10%), Perú (6%), Vietnam (6%) y Argelia (5%). Las **inversiones en exploración**, por otro lado, representaron un 20% del total y se realizaron fundamentalmente en México (25%), Rumanía (8%), Indonesia (7%), Brasil (7%) Bolivia (7%), Trinidad y Tobago (7%), Gabón (6%) y Rusia (6%).

Adicionalmente las inversiones restantes (10%) corresponden principalmente a la adquisición de nuevos activos en Noruega (Visund).

DOWNSTREAM

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	502	337	336	(33,1)	1.431	1.098	(23,3)
Resultado de las operaciones	686	427	442	(35,6)	1.920	1.427	(25,7)
Impuesto sobre beneficios	(172)	(93)	(106)	38,4	(473)	(335)	29,2
Resultado de participadas y minoritarios	(12)	3	0	-	(16)	6	-
RESULTADO NETO RECURRENTE A COSTE MEDIO PONDERADO	512	548	403	(21,3)	1.381	1.367	(1,0)
Efecto patrimonial	10	211	67	-	(50)	269	-
EBITDA	904	916	741	(18,0)	2.422	2.390	(1,3)
EBITDA CCS	884	622	649	(26,6)	2.488	2.016	(19,0)
INVERSIONES	166	187	235	41,6	445	560	25,8
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	25	21	23	(2,0)	25	23	(2,0)

Magnitudes operativas	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	7,0	7,2	6,7	(4,3)	6,8	6,9	1,5
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	98,7	88,4	96,3	(2,4)	92,4	92,4	-
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	104,3	103,5	108,9	4,6	101,4	105,6	4,2
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	13.442	13.121	13.303	(1,0)	38.513	38.520	0,0
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	740	625	622	(16,0)	2.148	1.935	(9,9)
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	247	303	241	(2,4)	997	980	(1,7)
COMERCIALIZACIÓN GN NORTEAMÉRICA (TBtu)	110,1	115,0	131,0	19,0	375,7	388,8	3,5

Cotizaciones internacionales (\$/Mbtu)	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
Henry Hub	3,0	2,8	2,9	(3,2)	3,2	2,9	(8,4)
Algonquin	2,3	3,3	3,0	30,4	3,2	4,8	50,0

El **resultado neto ajustado** del Downstream en el tercer trimestre de 2018 ha ascendido a 336 M€, inferior en 166 M€ respecto al del tercer trimestre de 2017.

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**, unos menores márgenes y unos mayores costes impactaron negativamente el resultado operativo en 71 M€. Una mejora en los diferenciales de los destilados medios y entre los crudos pesados y ligeros no pudo compensar los mayores costes energéticos, el debilitamiento de los diferenciales en los fuelóleos y el efecto en los productos que no se encuentran directamente indexados al precio del crudo.

- En **Química**, un escenario adverso a consecuencia de unos precios superiores de la nafta junto con la parada de Sines, finalizada en julio, tuvo un impacto negativo a nivel de resultado operativo de 117 M€.
- En los negocios comerciales, **Marketing, Lubricantes y GLP**, el resultado de las operaciones fue inferior en 26 M€ con respecto al tercer trimestre de 2017 principalmente por una menor contribución del segmento regulado del negocio de GLP.
- En **Trading y Gas & Power** el resultado operativo fue 8 M€ inferior al del tercer trimestre del 2017, principalmente debido a menores márgenes en la comercialización y trading de gas en América del Norte. Este hecho fue parcialmente compensado por unos mejores resultados en Trading.
- La **apreciación del dólar con respecto al euro** ha contribuido positivamente al resultado operativo en 6 M€.
- Los **resultados de otras actividades, de sociedades participadas y minoritarios, y los impuestos** explican el resto de la variación.

Resultados en el periodo enero – septiembre 2018:

El **resultado neto ajustado** del Downstream ha ascendido a 1.098 M€, un 23% inferior comparado con el mismo periodo de 2017. Los mejores resultados en los negocios de Gas & Power, Marketing y GLP no han sido capaces de compensar la menor contribución por parte de los negocios de Refino y Química.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** en Downstream durante el tercer trimestre y los primeros nueve meses de 2018 ascendieron a 235 M€ y 560 M€ respectivamente.

CORPORACIÓN Y OTROS

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	(122)	(148)	(116)	4,9	(375)	(393)	(4,8)
Resultado de Corporación y ajustes	(72)	(122)	(29)	59,7	(196)	(207)	(5,6)
Resultado financiero	(110)	(61)	(115)	(4,5)	(339)	(290)	14,5
Impuesto sobre beneficios	59	36	28	(52,5)	160	105	(34,4)
Resultado de participadas y minoritarios	1	(1)	-	-	-	(1)	-
EBITDA	(52)	(97)	(7)	86,5	(128)	(134)	(4,7)
INTERESES NETOS	(85)	(72)	(71)	16,5	(268)	(215)	19,8
INVERSIONES	9	12	16	77,8	25	36	44,0
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	(33)	(20)	(20)	13,0	(30)	(21)	9,0

Corporación y ajustes:

El resultado de **Corporación y ajustes** en el tercer trimestre de 2018 ascendió a un gasto neto de 29 M€, el cuál compara con un gasto neto de 72 M€ en el mismo periodo del 2017 debido principalmente a los ajustes de consolidación positivos por operaciones intragrupo, entre los segmentos de Upstream y Downstream, no trascendidas a terceros durante el segundo trimestre de 2018.

Durante los primeros nueve meses de 2018 el gasto neto de Corporación y ajustes ascendió a 207 M€, que se compara con un gasto neto de 196 M€ durante el mismo periodo de 2017.

Resultado financiero:

El **resultado financiero** del tercer trimestre de 2018 fue negativo en 115 M€, comparable con un resultado negativo de 110 M€ en el tercer trimestre de 2017. Los menores gastos por intereses netos y los mejores resultados procedentes de la gestión de posiciones de tipo de cambio y de tipo de interés no han llegado a compensar un mayor gasto por la actualización financiera de provisiones y unos menores intereses capitalizados.

El **resultado financiero** de los primeros nueve meses de 2018 fue negativo en 290 M€, mejorando en 49 M€ al del mismo periodo de 2017, destacando los menores intereses de la deuda y los mejores resultados procedentes de la gestión de posiciones de tipo de interés y de autocartera. Todo ello parcialmente compensado por un mayor gasto por la actualización financiera de provisiones y unos menores intereses capitalizados.

ANÁLISIS DE RESULTADOS: RESULTADOS ESPECÍFICOS
RESULTADOS ESPECÍFICOS

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	3T 2017	2T 2018	3T 2018	% Variación 3T18/3T17	Acumulado Septiembre 2017	Acumulado Septiembre 2018	% Variación 2018/2017
Desinversiones	(2)	5	52	-	21	59	181,0
Reestructuración de plantilla	(13)	(15)	(25)	(92,3)	(49)	(42)	14,3
Deterioros	1	(121)	(2)	-	(25)	(125)	-
Provisiones y otros	(45)	(37)	(55)	(22,2)	(16)	(122)	-
Operaciones interrumpidas	48	344	-	-	159	412	-
RESULTADOS ESPECÍFICOS	(11)	176	(30)	(172,7)	90	182	102,2

Los **resultados específicos** en el tercer trimestre de 2018 fueron negativos en 30 M€ en comparación un resultado negativo de 11 M€ en el mismo periodo en 2017 y corresponden principalmente a provisiones por riesgo de crédito, parcialmente compensados por resultados por diferencias de cambio correspondientes a activos exploratorios cancelados.

Los **resultados específicos** durante los primeros nueve meses de 2018 alcanzaron una ganancia neta de 182 M€ y corresponden principalmente a resultados extraordinarios por diferencias de cambio y a la plusvalía por la venta de la participación en Naturgy, parcialmente compensados por los saneamientos extraordinarios de activos en Venezuela.

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	
	2017	2018
I. FLUJO DE CAJA DE LAS OPERACIONES		
EBITDA A CCS	4.781	5.459
Cambios en el capital corriente ¹	(602)	(1.101)
Cobros de dividendos	203	20
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(507)	(756)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(298)	(271)
	3.577	3.351
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones	(1.931)	(2.005)
Cobros por desinversiones	30	3.854
	(1.901)	1.849
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	1.676	5.200
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(332)	(297)
Intereses netos	(414)	(336)
Autocartera	(222)	(844)
CAJA GENERADA EN EL PERIODO	708	3.723
Actividades de financiación y otros	(796)	(3.046)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(88)	677
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	4.918	4.820
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	4.830	5.497

⁽¹⁾ Incluye un efecto inventario antes de impuestos de 374 M€ y de -67 M€ para 2018 y 2017 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 2018	Enero - Septiembre 2018
DEUDA NETA GRUPO AL INICIO DEL PERIODO	2.706	6.267
EBITDA A CCS	(1.930)	(5.459)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL ⁽¹⁾	(31)	1.101
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	266	756
INVERSIONES NETAS	731	(1.849)
DIVIDENDOS Y REMUNERACIONES DE OTROS INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	101	297
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	(18)	(7)
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS ⁽²⁾	479	1.198
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	2.304	2.304
		2018
CAPITAL EMPLEADO OP. CONT. (M€)		33.827
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO OP. CONT. (%)		6,8
ROACE (%)		8,2
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)		0,32

(1) Incluye un efecto de inventario antes de impuestos de 92 millones de euros y 374 millones de euros para el tercer trimestre de 2018 y para los primeros nueve meses de 2018 respectivamente.

(2) Incluye principalmente operaciones de mercado con acciones propias, gastos por interés, pagos por arrendamientos financieros, dividendos recibidos, aplicación de provisiones y efectos de adquisición/venta de sociedades.

La **deuda neta** del Grupo a cierre del tercer trimestre de 2018 se situó en 2.304 M€, inferior en 402 M€ respecto al cierre del segundo trimestre de 2018. Una **sólida generación de caja operativa** ha sido más que suficiente para cubrir las inversiones, dividendos, intereses y el programa de recompra de acciones durante el periodo. El **ratio de deuda neta sobre capital empleado** a cierre del tercer trimestre se situó en el 6,8%.

La **liquidez** del Grupo a cierre del tercer trimestre de 2018 se situó aproximadamente en 9.300 M€ (incluyendo las líneas de créditos comprometidas no dispuestas) lo que supone 2,88 veces los vencimientos de deuda bruta en el corto plazo.

HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del segundo trimestre de 2018, los hechos más significativos relacionados con la Compañía han sido los siguientes:

En Upstream, el 19 de julio Petrobras presentó a la Agencia Nacional del Petróleo de Brasil (ANP por su sigla en portugués) la Declaración de Comercialidad para el “Entorno de Sapinhoá”, el cuál fue obtenido el 27 de octubre de 2017 como parte de la segunda ronda licitatoria de PSC por un consorcio formado por: Petrobras (45% WI y operador), Shell (30%) y Repsol Sinopec (25%), contando con la compañía Pre-salt Petroleo Brasileiro (PPSA) como administradora del contrato. Este área es adyacente con el bloque Sapinhoá, el cual se encuentra actualmente en producción y es explotado por el mismo consorcio. El “Entorno de Sapinhoá” se compone de tres campos y la Declaración de Comercialidad propone los siguientes nombres para cada uno de ellos: "Nordeste de Sapinhoá", "Noroeste de Sapinhoá" y "Sudoeste de Sapinhoá". La Declaración de Comercialidad fue uno de los requisitos de la ANP en julio de 2018 que deben ser cumplidos como paso previo a la “unitización” de ambas áreas, con el objetivo de facilitar su explotación conjunta.

El 1 de agosto el Parlamento boliviano aprobó el proyecto de ley que autoriza a la firma de contratos para exploración y explotación de hidrocarburos en el campo Iñiguazú. Repsol es titular del 37,5% de Iñiguazú (15% directamente y el resto a través de su participación en YPFB Andina S.A.) y es la compañía operadora.

El 2 de agosto la plataforma de producción no operada Angelin llegó a las aguas de Trinidad y Tobago y fue instalada en el campo West Block, a 60 km de la costa sudoriental de Trinidad. Las instalaciones de Angelin serán operadas remotamente y el gas generado en Angelin fluirá hasta la plataforma Serrette a través de un nuevo gasoducto de 25 km. La primera extracción de gas se espera en el primer semestre de 2019.

En agosto el consorcio formado por Equinor (36% WI y operador), Neptune Energy (25%), OMV (24%) y Repsol (15%), el cuál explota la licencia PL 025 en el Mar del Norte finalizó la perforación del pozo 15/03-11 (Sigrun). El consorcio está analizando actualmente la rentabilidad del descubrimiento con un posible desarrollo conectado al campo Gudrun. Sigrun se sitúa a 10 kilómetros al sureste del campo Gudrun y a 225 kilómetros al oeste del puerto de Stavanger. Alcanza, a su vez, una profundidad de 3.991 metros con una lámina de agua de 109 metros.

En Downstream, el 7 de septiembre se anunció que Repsol y Venture Global LNG cerraron un acuerdo de compraventa de GNL basado en el suministro de 1 millón de toneladas al año de GNL, durante 20 años, desde la planta Calcasieu Pass (Luisiana) en las costas del Golfo de México de Venture Capital.

En septiembre Repsol comunicó que tomó control de Valdesolar Hive, empresa que desarrolla un proyecto fotovoltaico en Valdecaballeros (Badajoz) con una potencia de 264 MW.

En octubre se puso en operación la estación de servicio número 100 en México, representando un hito desde la primera apertura en marzo de 2018 y cubriendo 12 estados en el país.

En Corporación, el 3 de septiembre de 2018 la compañía acordó poner en marcha un programa de recompra de acciones propias (el “Programa de Recompra”) de conformidad con la autorización conferida

por la Junta General de Accionistas celebrada el pasado 11 de mayo de 2018 dentro del punto sexto del orden del día (el “Acuerdo de la Junta General”).

El Programa de Recompra se ejecuta con la finalidad de reducir el capital social de Repsol mediante amortización de acciones propias. Al propio tiempo, la finalidad de tal reducción de capital es coadyuvar a la retribución del accionista de Repsol mediante el incremento del beneficio por acción.

El número máximo de acciones (“NMAA”) a adquirir bajo el Programa de Recompra se fijó en 62.705.079 acciones de Repsol⁴, representativas del 3,93%, aproximadamente, del capital social de Repsol a la fecha de esta comunicación. Por su parte, y de acuerdo con la fórmula prevista en el Acuerdo de la Junta General, la Inversión Máxima del Programa de Recompra asciende a 1.255.857.322 euros.

El Programa de Recompra comenzó el día 4 de septiembre de 2018 y permanecerá vigente hasta el 21 de diciembre de 2018. No obstante, Repsol se reserva el derecho a finalizar el Programa de Recompra si, con anterioridad a su fecha límite de vigencia (esto es, el 21 de diciembre de 2018), se hubiera cumplido su finalidad.

El día 20 de septiembre de 2018, CaixaBank, S.A. comunicó el acuerdo adoptado por su Consejo de Administración de vender su actual participación accionarial en Repsol, S.A.

El día 20 de septiembre de 2018 D. Gonzalo Gortázar Rotaeché y D. Jordi Gual Solé comunicaron a Repsol, S.A. sus respectivas renuncias como miembros del Consejo de Administración de la Compañía.

El 10 de octubre de 2018 Repsol publicó su documento Trading Statement, el cual contiene información provisional correspondiente al tercer trimestre de 2018, incluyendo datos sobre entorno económico, así como datos operativos de la compañía durante el periodo.

Adicionalmente cabe destacar que uno de los tres pilares en los que se basa el Plan Estratégico 2018-2020, publicado el 6 de junio de 2018, se basa en el desarrollo de nuevos negocios vinculados a la transición energética, con especial atención al desarrollo del negocio del gas, la generación de bajas emisiones y la comercialización de gas y electricidad. En este sentido se aprobó, el 27 de junio, y por parte del Consejo de Administración, la adquisición de los negocios no regulados de generación de electricidad de bajas emisiones de Viesgo, así como su comercializadora de gas y electricidad, por importe de 750 millones de euros. Se espera que la operación quede completada a comienzos del mes de noviembre.

Madrid, 31 de octubre de 2018

Hoy 31 de octubre de 2018 a las 13:00 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia para analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados del Grupo Repsol correspondientes al tercer trimestre 2018. 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.

⁴ Cifra acorde con el Límite Conjunto, según se define este en el Acuerdo de la Junta General.

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

3^{er} TRIMESTRE 2018

RESULTADOS POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

[Cifras no auditadas]

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	1	(122)	-	9	(113)
TOTAL	794	(110)	(154)	(2)	528	10	(11)	527
TOTAL RESULTADO NETO							(11)	527

Millones de euros	SEGUNDO TRIMESTRE 2018							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	681	-	(323)	2	360	-	(108)	252
Downstream	427	-	(93)	3	337	211	(15)	533
Corporación y otros	(122)	(61)	36	(1)	(148)	-	299	151
TOTAL	986	(61)	(380)	4	549	211	176	936
TOTAL RESULTADO NETO							176	936

Millones de euros	TERCER TRIMESTRE 2018							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	640	-	(281)	9	368	-	(4)	364
Downstream	442	-	(106)	-	336	67	3	406
Corporación y otros	(29)	(115)	28	-	(116)	-	(29)	(145)
TOTAL	1.053	(115)	(359)	9	588	67	(30)	625
TOTAL RESULTADO NETO							(30)	625

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 otros	(196)	(339)	160	-	(375)	-	77	(298)
TOTAL	2.407	(339)	(530)	5	1.543	(50)	90	1.583
TOTAL RESULTADO NETO							90	1.583

Millones de euros	ACUMULADO A SEPTIEMBRE 2018							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	1.876	-	(875)	14	1.015	-	(136)	879
Downstream	1.427	-	(335)	6	1.098	269	(15)	1.352
Corporación y otros	(207)	(290)	105	(1)	(393)	-	333	(60)
TOTAL	3.096	(290)	(1.105)	19	1.720	269	182	2.171
TOTAL RESULTADO NETO							182	2.171

RESULTADO DE LAS OPERACIONES POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T17	2T18	3T18	2017	2018
UPSTREAM	180	681	640	683	1.876
Europa, África y Brasil	123	431	395	434	1.198
Latinoamerica - Caribe	122	144	179	405	520
Norteamérica	(36)	70	76	(70)	223
Asia y Rusia	54	138	145	186	377
Exploración y Otros	(83)	(102)	(155)	(272)	(442)
DOWNSTREAM	686	427	442	1.920	1.427
Europa	676	467	476	1.835	1.418
Resto del Mundo	10	(40)	(34)	85	9
CORPORACIÓN Y OTROS	(72)	(122)	(29)	(196)	(207)
TOTAL	794	986	1.053	2.407	3.096

RESULTADO NETO AJUSTADO POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T17	2T18	3T18	2017	2018
UPSTREAM	148	360	368	487	1.015
Europa, África y Brasil	79	202	231	220	589
Latinoamérica - Caribe	107	101	113	266	373
Norteamérica	(25)	55	57	(50)	172
Asia y Rusia	38	79	84	112	216
Exploración y Otros	(51)	(77)	(117)	(61)	(335)
DOWNSTREAM	502	337	336	1.431	1.098
Europa	498	362	359	1.381	1.082
Resto del Mundo	4	(25)	(23)	50	16
CORPORACIÓN Y OTROS	(122)	(148)	(116)	(375)	(393)
TOTAL	528	549	588	1.543	1.720

EBITDA POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T17	2T18	3T18	2017	2018
UPSTREAM	755	1.188	1.288	2.421	3.577
Europa, África y Brasil	243	544	583	780	1.611
Latinoamerica - Caribe	270	297	317	805	937
Norteamérica	142	162	183	488	510
Asia y Rusia	142	219	245	472	647
Exploración y Otros	(42)	(34)	(40)	(124)	(128)
DOWNSTREAM ⁽¹⁾	904	916	741	2.422	2.390
Europa	863	918	754	2.266	2.298
Resto del Mundo	41	(2)	(13)	156	92
CORPORACIÓN Y OTROS	(52)	(97)	(7)	(128)	(134)
TOTAL ⁽¹⁾	1.607	2.007	2.022	4.715	5.833
⁽¹⁾ EBITDA CCS M€					
DOWNSTREAM	884	622	649	2.488	2.016
TOTAL	1.587	1.713	1.930	4.781	5.459

INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T17	2T18	3T18	2017	2018
UPSTREAM	467	448	523	1.373	1.423
Europa, África y Brasil	87	78	85	269	316
Latinoamérica - Caribe	85	54	121	376	219
Norteamérica	154	126	204	368	471
Asia y Rusia	57	44	32	148	142
Exploración y Otros	84	146	81	212	275
DOWNSTREAM	166	187	235	445	560
Europa	122	171	185	341	457
Resto del Mundo	44	16	50	104	103
CORPORACIÓN Y OTROS	9	12	16	25	36
TOTAL	642	647	774	1.843	2.019

CAPITAL EMPLEADO POR SEGMENTO DE NEGOCIO

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	ACUMULADO	
	dic-17	sep-18
Upstream	21.612	21.503
Downstream	9.749	10.927
Corporación y otros	1.745	1.397
TOTAL CAPITAL EMPLEADO	33.106	33.827
Capital empleado op. Interrumpidas	3.224	
TOTAL	36.330	33.827
ROACE (%)		8,2
ROACE a CCS (%)		7,1

MAGNITUDES OPERATIVAS

3^{er} TRIMESTRE 2018

MAGNITUDES OPERATIVAS DE UPSTREAM
MAGNITUDES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

	Unidad	1T 2017	2T 2017	3T 2017	4T 2017	Acum. 2017	1T 2018	2T 2018	3T 2018	Acum. 2018	% Variación YTD18/YTD17
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	693	677	693	715	695	727	722	691	713	3,7
Producción de Líquidos	K Bep/día	258	253	252	257	255	269	263	250	261	2,4
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	121	120	123	127	123	139	134	129	134	10,7
Latam y Caribe	K Bep/día	60	59	58	56	58	52	53	51	52	(11,7)
Norteamérica	K Bep/día	51	49	48	49	49	50	47	44	47	(4,0)
Asia y Rusia	K Bep/día	27	25	24	26	25	28	28	26	27	8,5
Producción de Gas Natural	K Bep/día	435	424	441	458	440	458	459	441	452	4,4
Europa, Africa y Brasil	K Bep/día	15	15	16	18	16	28	28	28	28	81,5
Latam y Caribe	K Bep/día	229	229	243	254	239	249	252	234	245	4,8
Norteamérica	K Bep/día	125	123	123	129	125	128	127	125	127	2,4
Asia y Rusia	K Bep/día	65	57	59	57	60	53	51	54	53	(12,8)
Producción de Gas Natural	Millones scf/d	2.442	2.381	2.477	2.572	2.468	2.571	2.577	2.476	2.541	4,4

MAGNITUDES OPERATIVAS DE DOWNSTREAM

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM											
	Unidad	1T 2017	2T 2017	3T 2017	4T 2017	Acum. 2017	1T 2018	2T 2018	3T 2018	Acum. 2018	% Variación YTD18/YTD17
CRUDO PROCESADO	M tep	10,9	11,6	12,4	12,3	47,4	11,6	10,9	12,1	34,6	(1,3)
Europa	M tep	9,6	10,2	11,1	11,0	41,9	10,2	9,9	10,9	31,0	0,0
Resto del Mundo	M tep	1,3	1,4	1,3	1,4	5,4	1,3	1,0	1,3	3,6	(11,2)
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	12.064	13.007	13.442	13.323	51.836	12.096	13.121	13.303	38.520	0,0
Ventas Europa	Kt	10.473	11.321	11.711	11.576	45.081	10.434	11.602	11.844	33.880	1,1
Marketing Propio	Kt	5.042	5.287	5.543	5.314	21.186	5.250	5.596	5.615	16.461	3,7
Productos claros	Kt	4.280	4.478	4.632	4.478	17.868	4.397	4.591	4.622	13.610	1,6
Otros productos	Kt	762	809	911	836	3.318	853	1.005	993	2.851	14,9
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	2.081	2.044	2.227	2.119	8.471	2.259	2.364	2.433	7.056	11,1
Productos claros	Kt	2.035	1.996	2.162	2.064	8.257	2.216	2.325	2.404	6.945	12,1
Otros productos	Kt	46	48	65	55	214	43	39	29	111	(30,2)
Exportaciones	Kt	3.350	3.990	3.941	4.143	15.424	2.925	3.642	3.796	10.363	(8,1)
Productos claros	Kt	1.172	1.580	1.734	1.947	6.433	1.147	1.394	1.689	4.230	(5,7)
Otros productos	Kt	2.178	2.410	2.207	2.196	8.991	1.778	2.248	2.107	6.133	(9,7)
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.591	1.686	1.731	1.747	6.755	1.662	1.519	1.459	4.640	(7,3)
Marketing Propio	Kt	523	566	605	594	2.288	599	695	635	1.929	13,9
Productos claros	Kt	481	502	543	551	2.077	550	637	594	1.781	16,7
Otros productos	Kt	42	64	62	43	211	49	58	41	148	(11,9)
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	353	327	356	357	1.393	331	325	327	983	(5,1)
Productos claros	Kt	288	273	291	291	1.143	256	241	249	746	(12,4)
Otros productos	Kt	65	54	65	66	250	75	84	78	237	28,8
Exportaciones	Kt	715	793	770	796	3.074	732	499	497	1.728	(24,1)
Productos claros	Kt	215	147	214	164	740	158	96	117	371	(35,6)
Otros productos	Kt	500	646	556	632	2.334	574	403	380	1.357	(20,3)
QUÍMICA											
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	712	695	740	708	2.855	688	625	622	1.935	(9,9)
Europa	Kt	609	581	640	583	2.412	581	504	520	1.606	(12,2)
Básica	Kt	215	206	245	226	893	238	145	165	548	(17,8)
Derivada	Kt	393	374	395	357	1.519	343	360	356	1.058	(9,0)
Resto del Mundo	Kt	104	114	100	125	443	108	120	102	329	3,5
Básica	Kt	19	17	22	27	85	30	11	15	57	(3,0)
Derivada	Kt	85	98	78	98	358	77	109	87	273	4,9
GLP											
GLP comercializado	Kt	436	315	247	378	1.375	437	303	241	980	(1,7)
Europa	Kt	430	310	242	373	1.356	431	296	235	962	(2,1)
Resto del Mundo	Kt	5	5	4	4	19	6	6	6	19	26,7

Resto Ventas Mercado Nacional: incluye ventas a operadores y bunker.
Exportaciones: se expresan desde el país de origen.

**ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

3^{er} TRIMESTRE 2018

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
	2017	2018
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	2.764	2.934
Otro inmovilizado intangible	1.820	1.936
Inmovilizado material	24.600	25.297
Inversiones inmobiliarias	67	67
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	9.268	6.420
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.920	1.504
Otros	118	126
Activos por impuestos diferidos	4.057	3.637
Otros activos no corrientes	472	429
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta	22	53
Existencias	3.797	4.841
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.912	6.280
Otros activos corrientes	182	309
Otros activos financieros corrientes	257	1.662
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.601	5.301
TOTAL ACTIVO	59.857	60.796
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante y otros tenedores de instrumentos de patrimonio	29.793	31.223
Atribuido a los intereses minoritarios	270	300
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones	4	3
Provisiones no corrientes	4.829	5.165
Pasivos financieros no corrientes	10.080	9.261
Pasivos por impuesto diferido	1.051	1.067
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.347	1.401
Otros	448	455
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	1	9
Provisiones corrientes	518	538
Pasivos financieros corrientes	4.206	3.598
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	195	200
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	7.115	7.576
TOTAL PASIVO	59.857	60.796

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	
	3T17	2T18	3T18	2017	2018
Resultado de explotación	653	1.001	934	1.910	2.731
Resultado financiero	(83)	112	(95)	(268)	(64)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	130	55	201	242	394
Resultado antes de impuestos	700	1.168	1.040	1.884	3.061
Impuesto sobre beneficios	(203)	(562)	(406)	(429)	(1.274)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	497	606	634	1.455	1.787
Resultado atribuido a intereses minoritarios por op. continuadas	(18)	(14)	(9)	(31)	(28)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	479	592	625	1.424	1.759
Resultado de operaciones interrumpidas	48	344	-	159	412
RESULTADO NETO	527	936	625	1.583	2.171
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
Euros/acción(*)	0,33	0,59	0,39	0,98	1,36
USD/ADR	0,39	0,69	0,47	1,14	1,63
Nº medio acciones(**)	1.591.239.036	1.569.789.944	1.578.033.257	1.589.520.523	1.574.600.612
Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:	1,18	1,17	1,19	1,17	1,19

(*) En el cálculo del beneficio por acción se ha ajustado el gasto por intereses correspondiente a las obligaciones perpetuas subordinadas (7 M€ ddi a 3T 2017, 2T 2018 y 3T 2018).

(***) En diciembre 2017 y junio 2018 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 1.596.173.736 acciones. El número medio ponderado de acciones en circulación para los periodos presentados ha sido recalculado con respecto al publicado en periodos anteriores para incluir el efecto de dichas ampliaciones de capital, de acuerdo a lo establecido en la NIC 33 "Beneficio por acción". Asimismo, se ha tenido en cuenta el número medio de acciones en propiedad de la compañía durante cada período.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

[Millones de euros]

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

	ENERO - SEPTIEMBRE	
	2017	2018
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (*)		
Resultado antes de impuestos	1.884	3.061
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.965	1.581
Otros ajustes del resultado (netos)	(107)	(90)
EBITDA	3.742	4.552
Cambios en el capital corriente	(115)	(1.193)
Cobros de dividendos	334	341
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(470)	(702)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(223)	(179)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(359)	(540)
	3.268	2.682
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(152)	(28)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.391)	(1.728)
Otros activos financieros	(375)	(1.790)
Pagos por inversiones	(1.918)	(3.546)
Cobros por desinversiones	21	4.232
Otros flujos de efectivo	(4)	23
	(1.901)	709
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Emisión de instrumentos de patrimonio propios	0	0
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(222)	(844)
Cobros por emisión de pasivos financieros	7.930	14.047
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(8.469)	(15.468)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(332)	(297)
Pagos de intereses	(412)	(333)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	71	63
	(1.434)	(2.832)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	(32)	4
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(99)	700
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	4.687	4.601
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	4.588	5.301

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

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

3^{er} TRIMESTRE 2018

RECONCILIACIÓN DEL RESULTADO AJUSTADO CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

[Cifras no auditadas]

Millones de euros	TERCER TRIMESTRE 2017					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	AJUSTES			Total ajustes	
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial		
Resultado de explotación	794	(132)	(29)	20	(141)	653
Resultado financiero	(110)	11	16	-	27	(83)
Rdo de participadas	12	116	2	-	118	130
Resultado antes de impuestos	696	(5)	(11)	20	4	700
Impuesto sobre beneficios	(154)	5	(48)	(6)	(49)	(203)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	542	-	(59)	14	(45)	497
Rdo atribuido a minoritarios	(14)	-	-	(4)	(4)	(18)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	528	-	(59)	10	(49)	479
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	48	-	48	48
RESULTADO NETO	528	-	(11)	10	(1)	527

Millones de euros	SEGUNDO TRIMESTRE 2018					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	AJUSTES			Total ajustes	
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial		
Resultado de explotación	986	(106)	(173)	294	15	1.001
Resultado financiero	(61)	20	153	-	173	112
Rdo de participadas	10	45	-	-	45	55
Resultado antes de impuestos	935	(41)	(20)	294	233	1.168
Impuesto sobre beneficios	(380)	41	(148)	(75)	(182)	(562)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	555	-	(168)	219	51	606
Rdo atribuido a minoritarios	(6)	-	-	(8)	(8)	(14)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	549	-	(168)	211	43	592
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	344	-	344	344
RESULTADO NETO	549	-	176	211	387	936

Millones de euros	TERCER TRIMESTRE 2018					Total Consolidado
	Resultado Ajustado	AJUSTES			Total ajustes	
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial		
Resultado de explotación	1.053	(307)	96	92	(119)	934
Resultado financiero	(115)	31	(11)	-	20	(95)
Rdo de participadas	18	183	-	-	183	201
Resultado antes de impuestos	956	(93)	85	92	84	1.040
Impuesto sobre beneficios	(359)	93	(116)	(24)	(47)	(406)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	597	-	(31)	68	37	634
Rdo atribuido a minoritarios	(9)	-	1	(1)	-	(9)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	588	-	(30)	67	37	625
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-
RESULTADO NETO	588	-	(30)	67	37	625

ACUMULADO A SEPTIEMBRE 2017						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES			Total ajustes	Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial		
Resultado de explotación	2.407	(353)	(78)	(66)	(497)	1.910
Resultado financiero	(339)	50	21	-	71	(268)
Rdo de participadas	36	204	2	-	206	242
Resultado antes de impuestos	2.104	(99)	(55)	(66)	(220)	1.884
Impuesto sobre beneficios	(530)	99	(14)	16	101	(429)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.574	-	(69)	(50)	(119)	1.455
Rdo atribuido a minoritarios	(31)	-	-	-	-	(31)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.543	-	(69)	(50)	(119)	1.424
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	159	-	159	159
RESULTADO NETO	1.543	-	90	(50)	40	1.583

ACUMULADO A SEPTIEMBRE 2018						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES			Total ajustes	Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial		
Resultado de explotación	3.096	(593)	(146)	374	(365)	2.731
Resultado financiero	(290)	91	135	-	226	(64)
Rdo de participadas	39	355	-	-	355	394
Resultado antes de impuestos	2.845	(147)	(11)	374	216	3.061
Impuesto sobre beneficios	(1.105)	147	(220)	(96)	(169)	(1.274)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.740	-	(231)	278	47	1.787
Rdo atribuido a minoritarios	(20)	-	1	(9)	(8)	(28)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.720	-	(230)	269	39	1.759
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	412	-	412	412
RESULTADO NETO	1.720	-	182	269	451	2.171

RECONCILIACIÓN OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

[Cifras no auditadas]

	DICIEMBRE 2017			SEPTIEMBRE 2018		
	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	360	1.560	1.920	34	1.470	1.504
ACTIVO CORRIENTE						
Otros activos financieros corrientes	254	3	257	1.725	(63)	1.662
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.820	(219)	4.601	5.497	(196)	5.301
PASIVO NO CORRIENTE						
Pasivos financieros no corrientes	(7.611)	(2.469)	(10.080)	(6.511)	(2.750)	(9.261)
PASIVO CORRIENTE						
Pasivos financieros corrientes	(4.160)	(46)	(4.206)	(3.355)	(243)	(3.598)
PARTIDAS NO INCLUIDAS EN BALANCE						
Valoración neta a mercado de derivados financ. ex tipo de cambio (2) y otros	70	-	70	306	(269)	37
DEUDA NETA	(6.267)		(7.438)	(2.304)		(4.355)

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

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

2018: Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 52 millones de Euros y Pasivos financieros no corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.772 millones de Euros, minorado en 145 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					
	2017			2018		
	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						
	3.577	(309)	3.268	3.351	(532)	2.819
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN						
	(1.901)	0	(1.901)	1.849	(1.140)	709
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	1.676	(309)	1.367	5.200	(1.672)	3.528
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN Y OTROS (1)						
	(1.764)	298	(1.466)	(4.523)	1.695	(2.828)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(88)	(11)	(99)	677	23	700
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	4.918	(231)	4.687	4.820	(219)	4.601
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	4.830	(242)	4.588	5.497	(196)	5.301

(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).

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 el presente documento se incluyen en el Anexo IV “Medidas Alternativas de Rendimiento” de los Estados Financieros intermedios consolidados del periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018 y en la página [web](#) de Repsol.

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

**REPSOL**