

miércoles, 31 de octubre de 2018

Sres.
Superintendencia del Mercado de Valores
Presente.-

HECHO DE IMPORTANCIA : Comunicación de Presentación de EEFF

De conformidad con lo establecido en el Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado mediante Resolución SMV N° 005-2014-SMV/01, comunicamos la siguiente información:

Envío de Información Financiera Consolidada de la Empresa Matriz

Empresa Matriz : REPSOL S.A.

Tipo de Información : Trimestral

Periodo : 2018 - 3

Órgano que aprueba : Otros

Fecha de Aprobación : 31/10/2018

Datos de las personas responsables de la elaboración de la información : Antonio Lorenzo Sierra

Comentarios adicionales : Información financiera 3Q Repsol S.A.

Archivos aprobados :

- Información Financiera :
3T Matriz REPSOL SA.pdf

SUBSIDIARIAS CUYA INFORMACION SE CONSOLIDA
ALBATROS S.A.R.L.
CARBON BLACK ESPAÑOLA, S.A.
GASTREAM MEXICO S.A. DE C.V.
PETROLEOS DEL NORTE, S.A. - PETRONOR
REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.
REPSOL BOLIVIA S.A.
REPSOL BUTANO S.A.
REPSOL CHILE S.A.
REPSOL EXPLORACION, S.A.
REPSOL GESTION DE DIVISA SL
REPSOL INTERNATIONAL FINANCE B.V.
REPSOL ITALIA, SPA
REPSOL NUEVAS ENERGIAS S.A.
REPSOL PERU B.V.
REPSOL PETROLEO, S.A.
REPSOL PORTUGUESA, S.A.
REPSOL QUIMICA, S.A.
REPSOL SINOPEC BRASIL S.A.
REPSOL TESORERIA Y GESTION FINANCIERA S.A.
Repsol Trading S.A.
THE REPSOL COMPANY OF PORTUGAL LTD.

Cordialmente,

PABLO DE LA CRUZ OCHOA HUAMANCHUMO
REPRESENTANTE BURSATIL
REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.



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 refino 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 Petróleo 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 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]

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
Millones de euros	3T17	2T18	3T18	2017	2018
UPSTREAM	180	681	640	683	1.876
Europa, África y Brasil	123	431	395	434	1.198
Latinoamérica - 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]

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
Millones de euros	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]

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
Millones de euros	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
Latinoamérica - 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]

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
Millones de euros	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
Acreedores 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
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	4.687	4.601
EFECTIVO 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]

TERCER TRIMESTRE 2017						
Millones de euros	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	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

SEGUNDO TRIMESTRE 2018						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
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

TERCER TRIMESTRE 2018						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
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 Consolidado
		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	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 Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
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**



**REPSOL, S.A. y sus
sociedades dependientes**

Informe de revisión limitada de estados
financieros intermedios resumidos consolidados
al 30 de septiembre de 2018

INFORME DE REVISIÓN LIMITADA DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CONSOLIDADOS

A los accionistas de Repsol, S.A., por encargo del Consejo de Administración:

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados adjuntos (en adelante los estados financieros intermedios) de Repsol, S.A. (en adelante la sociedad dominante) y sociedades dependientes (en adelante el grupo), que comprenden el balance de situación al 30 de septiembre de 2018, la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de ingresos y gastos reconocidos correspondientes al periodo de tres meses y de nueve meses terminado en dicha fecha, el estado de cambios en el patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo correspondientes al periodo de nueve meses terminado en dicha fecha, y las notas explicativas, todos ellos resumidos y consolidados. Los administradores de la sociedad dominante son responsables de la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, para la preparación de información financiera intermedia resumida, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

Hemos realizado nuestra revisión limitada de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410, Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad. Una revisión limitada de estados financieros intermedios consiste en la realización de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión limitada tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España y, por consiguiente, no nos permite asegurar que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría de cuentas sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34, Información Financiera Intermedia, adoptada por la Unión Europea, conforme a lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 1362/2007, para la preparación de estados financieros intermedios resumidos.

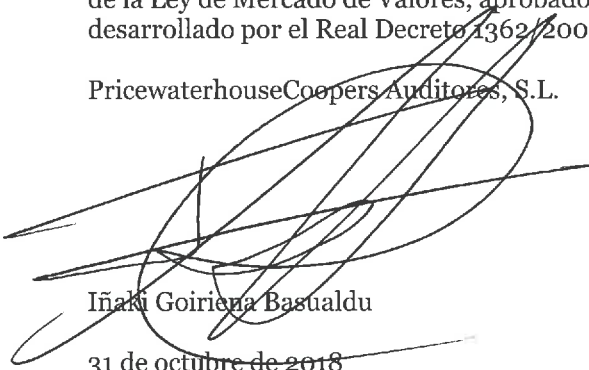
Párrafo de énfasis

Llamamos la atención sobre la Nota 2.1 adjunta, en la que se menciona que los citados estados financieros intermedios adjuntos no incluyen toda la información que requerirían unos estados financieros consolidados completos preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, por lo que los estados financieros intermedios adjuntos deberán ser leídos junto con las cuentas anuales consolidadas del grupo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. Nuestra conclusión no ha sido modificada en relación con esta cuestión.

Otras cuestiones

Este informe ha sido preparado a petición del Consejo de Administración de Repsol, S.A. en relación con la publicación del informe financiero trimestral requerido por el artículo 120 del Texto refundido de la Ley de Mercado de Valores, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre y desarrollado por el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L.


Iñaki Goiriena Basualdu

31 de octubre de 2018

Grupo REPSOL

2018 Estados financieros
intermedios consolidados:
Periodo de nueve
meses terminado
el 30 de septiembre



Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación a 30 de septiembre de 2018 y a 31 de diciembre de 2017

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		30/09/2018	31/12/2017
Inmovilizado Intangible:		4.870	4.584
a) Fondo de Comercio		2.934	2.764
b) Otro inmovilizado intangible		1.936	1.820
Inmovilizado material	4.1.1	25.297	24.600
Inversiones inmobiliarias		67	67
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	4.1.2	6.420	9.268
Activos financieros no corrientes	4.1.3	1.630	2.038
Activos por impuesto diferido		3.637	4.057
Otros activos no corrientes		429	472
ACTIVO NO CORRIENTE		42.350	45.086
Activos no corrientes mantenidos para la venta		53	22
Existencias	4.1.4	4.841	3.797
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		6.280	5.912
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		4.511	3.979
b) Otros deudores		1.193	1.242
c) Activos por impuesto corriente		576	691
Otros activos corrientes		309	182
Otros activos financieros corrientes	4.1.3	1.662	257
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.1.3	5.301	4.601
ACTIVO CORRIENTE		18.446	14.771
TOTAL ACTIVO		60.796	59.857

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		30/09/2018	31/12/2017
Capital		1.596	1.556
Prima de Emisión y Reservas		27.161	25.694
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(632)	(45)
Resultado del periodo atribuido a la entidad dominante		2.171	2.121
Dividendos y retribuciones		-	(153)
Otros Instrumentos de patrimonio		1.014	1.024
FONDOS PROPIOS	4.1.5	31.310	30.197
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global		4	-
Operaciones de cobertura		(124)	(163)
Diferencias de conversión		33	(241)
OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO		(87)	(404)
INTERESES MINORITARIOS		300	270
PATRIMONIO NETO		31.523	30.063
Subvenciones		3	4
Provisiones no corrientes		5.165	4.829
Pasivos financieros no corrientes	4.1.6	9.261	10.080
Pasivos por impuesto diferido		1.067	1.051
Otros pasivos no corrientes		1.856	1.795
PASIVO NO CORRIENTE		17.352	17.759
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta		9	1
Provisiones corrientes		538	518
Pasivos financieros corrientes	4.1.6	3.598	4.206
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		7.776	7.310
a) Proveedores		3.152	2.738
b) Otros acreedores		4.394	4.280
c) Pasivos por impuesto corriente		230	292
PASIVO CORRIENTE		11.921	12.035
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		60.796	59.857

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del balance de situación.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al tercer trimestre de 2018 y 2017 y a los periodos intermedios terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017

	Nota	Millones de euros			
		3T 2018	3T 2017 ⁽¹⁾	30/09/2018	30/09/2017 ⁽¹⁾
Ventas		13.229	9.954	36.648	30.059
Ingresos por prestación de servicios		46	91	124	289
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		115	(39)	(75)	(8)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de activos		60	14	76	423
Otros ingresos de explotación		282	10	680	511
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN		13.732	10.030	37.453	31.274
Aprovisionamientos		(10.225)	(7.085)	(27.230)	(21.879)
Gastos de personal		(477)	(448)	(1.405)	(1.410)
Otros gastos de explotación		(1.463)	(1.254)	(4.286)	(3.831)
Amortización del inmovilizado		(572)	(576)	(1.581)	(1.965)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de activos		(61)	(14)	(220)	(279)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN		(12.798)	(9.377)	(34.722)	(29.364)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	4.2.2	934	653	2.731	1.910
Ingresos financieros		55	46	151	135
Gastos financieros		(173)	(142)	(471)	(460)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		40	3	172	41
Diferencias de cambio		(3)	12	493	17
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		(14)	(2)	(409)	(1)
RESULTADO FINANCIERO	4.2.3	(95)	(83)	(64)	(268)
RESULTADO INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION ⁽²⁾	4.1.2	201	130	394	242
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.040	700	3.061	1.884
Impuesto sobre beneficios	4.2.4	(406)	(203)	(1.274)	(429)
RESULTADO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		634	497	1.787	1.455
RESULTADO DE OPERACIONES CONTINUADAS ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS		(9)	(18)	(28)	(31)
RESULTADO OP. CONTINUADAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		625	479	1.759	1.424
RESULTADO OP. INTERRUPTIDAS ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE ⁽²⁾	4.2.5	-	48	412	159
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		625	527	2.171	1.583
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	4.2.6	Euros / accion		Euros / accion	
Básico		0,39	0,33	1,36	0,98
Diluido		0,39	0,33	1,36	0,98

- (1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes a los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 (ver Nota 2 "Bases de presentación") en relación con la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (ver Nota 1.3).

- (2) Neto de impuestos.

Las notas 1 a 6 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de ingresos y gastos reconocidos correspondiente al tercer trimestre de 2018 y 2017 y a los periodos intermedios terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017

	Millones de euros			
	3 T 2018	3 T 2017	30/09/2018	30/09/2017
RESULTADO CONSOLIDADO ⁽¹⁾	634	545	2.199	1.614
Por ganancias y pérdidas actuariales	4	8	4	1
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	(1)	(3)	14	1
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	-	1	-	1
Efecto impositivo	-	-	-	-
OTRO RESULTADO GLOBAL. PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	3	6	18	3
Cobertura de flujos de efectivo:	8	4	31	13
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	3	(1)	14	(7)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	5	5	17	20
Diferencias de conversión:	79	(670)	156	(2.276)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	126	(670)	203	(2.240)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(47)	-	(47)	(36)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	-	(34)	181	(133)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	-	(34)	-	(133)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	-	-	181	-
Efecto impositivo	(21)	(15)	(44)	(56)
OTRO RESULTADO GLOBAL. PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	66	(715)	324	(2.452)
OTRO RESULTADO GLOBAL TOTAL	69	(709)	342	(2.449)
RESULTADO GLOBAL TOTAL	703	(164)	2.541	(835)
a) Atribuidos a la entidad dominante	693	(179)	2.511	(857)
b) Atribuidos a intereses minoritarios	10	15	30	22

⁽¹⁾ Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada: "Resultado procedente de operaciones continuadas" y "Resultado de operaciones interrumpidas atribuido a la sociedad dominante".

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del estado de ingresos y gastos reconocidos.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de cambios en el patrimonio neto correspondiente a los periodos intermedios terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017

Millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio							Intereses minoritarios	Patrimonio Neto
	Fondos Propios								
	Capital	Prima de Emisión, reservas y dividendos	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio	Otro resultado global acumulado			
Saldo final a 31/12/2016	1.496	24.232	(1)	1.736	1.024	2.380	244	31.111	
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	2	-	1.583	-	(2.442)	22	(835)	
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación/(Reducción) de capital	31	(31)	-	-	-	-	-	-	
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	
Operaciones con acciones propias (netas)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incrementos / (Reducciones) por perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(189)	-	-	-	-	-	(189)	
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	1.736	-	(1.736)	-	-	-	-	
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(22)	-	-	(10)	-	-	(32)	
Otras variaciones	-	2	-	-	-	(1)	-	1	
Saldo final al 30/09/2017	1.527	25.730	(1)	1.583	1.014	(63)	266	30.056	
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	-	-	538	-	(343)	9	204	
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación/(Reducción) de capital	29	(29)	-	-	-	-	-	-	
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)	
Operaciones con acciones propias (netas)	-	-	(44)	-	-	-	-	(44)	
Incrementos / (Reducciones) por perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(153)	-	-	-	-	-	(153)	
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	-	-	-	-	-	-	-	
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(7)	-	-	10	-	-	3	
Otras variaciones	-	-	-	-	-	2	-	2	
Saldo final al 31/12/2017	1.556	25.541	(45)	2.121	1.024	(404)	270	30.063	
Impacto de nuevas normas (Ver Nota 2.2.2)	-	(351)	-	-	-	(5)	-	(356)	
Saldo inicial ajustado	1.556	25.190	(45)	2.121	1.024	(409)	270	29.707	
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	18	-	2.171	-	322	30	2.541	
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación/(Reducción) de capital	40	(40)	-	-	-	-	-	-	
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	
Operaciones con acciones propias (netas)	-	(7)	(587)	-	-	-	-	(594)	
Incrementos / (Reducciones) por perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(100)	-	-	-	-	-	(100)	
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.121	-	(2.121)	-	-	-	-	
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(22)	-	-	(10)	-	-	(32)	
Otras variaciones	-	1	-	-	-	-	-	1	
Saldo final al 30/09/2018	1.596	27.161	(632)	2.171	1.014	(87)	300	31.523	

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del estado de cambios en el patrimonio neto.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estado de flujos de efectivo correspondiente a los periodos intermedios terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017

	Millones de euros	
	30/09/2018	30/09/2017
Resultado antes de impuestos	3.061	1.884
Ajustes de resultado:	1.491	1.858
Amortización del inmovilizado	1.581	1.965
Otros ajustes del resultado (netos)	(90)	(107)
Cambios en el capital corriente	(1.193)	(115)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(540)	(359)
Cobros de dividendos ⁽¹⁾	341	334
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios	(702)	(470)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación	(179)	(223)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	2.819	3.268
Pagos por inversiones:	(3.546)	(1.918)
Empresas del grupo y asociadas	(28)	(152)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.728)	(1.391)
Otros activos financieros	(1.790)	(375)
Cobros por desinversiones:	4.232	21
Empresas del grupo y asociadas ⁽²⁾	3.831	(12)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	19	29
Otros activos financieros	382	4
Otros flujos de efectivo	23	(4)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	709	(1.901)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	(844)	(222)
Adquisición	(851)	(231)
Enajenación	7	9
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(1.421)	(539)
Emisión	14.047	7.930
Devolución y amortización	(15.468)	(8.469)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	(297)	(332)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:	(270)	(341)
Pagos de intereses	(333)	(412)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación	63	71
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(2.832)	(1.434)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO	4	(32)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	700	(99)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO	4.601	4.687
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	5.301	4.588
Caja y bancos	3.445	4.435
Otros activos financieros	1.856	153

⁽¹⁾ Incluye los flujos de efectivo de actividades interrumpidas por los dividendos recibidos por la participación en Naturgy que han ascendido en 2017 a 201 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye los flujos de efectivo de actividades interrumpidas por la venta de la participación en Naturgy que han ascendido a 3.816 millones de euros.

Las notas 1 a 6 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Nota nº	Apartado	Página
(1)	INFORMACIÓN GENERAL	8
1.1	Sobre los Estados financieros intermedios resumidos consolidados	8
1.2	Sobre el Grupo Repsol.....	8
1.3	Principales variaciones en las actividades del Grupo.....	8
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	9
2.1	Principios generales	9
2.2	Comparación de la información	9
2.2.1	Variaciones en el perímetro de consolidación.....	9
2.2.2	Aplicación de nuevas normas contables.....	9
2.2.3	Cambios en estimaciones y juicios contables	12
2.2.4	Estacionalidad	13
2.2.5	Beneficio por acción.....	13
2.3	Información por segmentos de negocio	13
(3)	RESULTADOS E INFORMACIÓN POR SEGMENTOS	15
3.1	Principales magnitudes e indicadores de desempeño	15
3.2	Entorno macroeconómico	16
3.3	Resultados, flujos de caja y situación financiera.....	17
3.4	Información por área geográfica.....	21
(4)	PRINCIPALES VARIACIONES DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	21
4.1	Balance de Situación	21
4.1.1	Inmovilizado material.....	21
4.1.2	Inversiones contabilizadas por el método de la participación	21
4.1.3	Activos financieros	22
4.1.4	Existencias.....	22
4.1.5	Patrimonio neto	22
4.1.6	Pasivos financieros.....	24
4.2	Cuenta de pérdidas y ganancias.....	25
4.2.1	Ingresos de las actividades ordinarias	25
4.2.2	Resultado de explotación.....	25
4.2.3	Resultados financiero.....	25
4.2.4	Impuesto sobre beneficios.....	26
4.2.5	Resultado de operaciones interrumpidas.....	26
4.2.6	Beneficio por acción.....	26
(5)	RIESGOS	27
5.1	Riesgos litigiosos.....	27
5.2	Riesgos geopolíticos	28
(6)	OTRA INFORMACIÓN	29
	ANEXO I. COMPOSICIÓN DEL GRUPO	31
	ANEXO II. MARCO REGULATORIO	32
	ANEXO III. OTRA INFORMACIÓN DE DETALLE	34
	ANEXO IV. MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO	37

(1) INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Sobre los Estados financieros intermedios resumidos consolidados

Los presentes Estados financieros intermedios resumidos consolidados (en adelante, Estados financieros intermedios) de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol (en adelante “Repsol”, “Grupo Repsol” o “Grupo”), presentan la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 30 de septiembre de 2018, así como de los resultados consolidados del Grupo, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el periodo de nueve meses terminado en dicha fecha.

Estos Estados financieros intermedios han sido aprobados por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión del 30 de octubre de 2018 y se encuentran disponibles en www.repsol.com.

1.2 Sobre el Grupo Repsol

Repsol es un grupo de empresas que realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos de manera integrada, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP, gas natural y gas natural licuado (GNL).

El Grupo Repsol elabora sus Estados financieros intermedios incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas. En el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017 se detallan las principales sociedades que configuran el Grupo Repsol y que formaban parte del perímetro de consolidación a dicha fecha. En el Anexo I de los presentes Estados financieros intermedios se detallan los principales cambios en la composición del Grupo que han tenido lugar durante los nueve primeros meses de 2018.

Las actividades de Repsol S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, que se recoge en el Anexo IV de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2017. En el Anexo II se describen los principales cambios que han tenido lugar durante los nueve primeros meses de 2018.

1.3 Principales variaciones en las actividades del Grupo

Venta de la participación en Gas Natural SDG, S.A.

El 18 de mayo de 2018, Repsol, S.A. ha completado la venta su participación en Gas Natural SDG, S.A.¹ (200.858.658 acciones representativas de un 20,072% del capital social) por un precio total de 3.816.314.502 euros, equivalente a 19 euros por acción, todo ello con arreglo a lo establecido en el contrato de compraventa suscrito con Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. el 22 de febrero de 2018.

Desarrollo de nuevos negocios de gas y electricidad

El 6 de junio de 2018 se ha publicado la actualización del plan estratégico para el periodo 2018-2020 (“Plan Estratégico”). Para más información véase el Informe de gestión intermedio del primer semestre 2018 y www.repsol.com.

Uno de los tres pilares en los que se basa el Plan Estratégico es desarrollar 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. Para más información véase el apartado “Nuevos negocios vinculados a la transición energética” de la Nota 6.

¹ Actualmente denominada Naturgy Energy Group, S.A., en adelante “Naturgy” o “grupo Naturgy”.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

2.1 Principios generales

Los presentes Estados financieros intermedios se han preparado a partir de los registros contables de las sociedades participadas que configuran el Grupo bajo las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE) a 30 de septiembre de 2018 y, de forma específica, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34 “*Información financiera intermedia*”, además de otras disposiciones del marco normativo aplicable.

De acuerdo con lo establecido por la NIC 34, estos Estados financieros intermedios se preparan únicamente con la intención de actualizar el contenido de las últimas Cuentas Anuales consolidadas publicadas, poniendo énfasis en las nuevas actividades, sucesos y circunstancias ocurridos durante los nueve primeros meses del ejercicio y no duplicando la información publicada previamente en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio precedente. Para una adecuada comprensión de la información que se incluye en los presentes Estados financieros intermedios y dado que no incluyen la información que requieren unos Estados financieros completos preparados de acuerdo con las NIIF-UE, éstos deben leerse conjuntamente con las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2017, que fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 11 de mayo de 2018 y que se encuentran disponibles en www.repsol.com.

Los Estados financieros intermedios se presentan en millones de euros (salvo que se indique otra unidad).

2.2 Comparación de la información

2.2.1 Variaciones en el perímetro de consolidación

Como consecuencia de la venta de la participación en Naturgy (Nota 1.3) los resultados derivados de dicha participación se han clasificado en “*Resultado de operaciones interrumpidas neto de impuestos*”. La cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 ha sido re-expresada a efectos comparativos (ver Notas 2.3 y 4.2.5).

2.2.2 Aplicación de nuevas normas contables

Durante los nueve primeros meses de 2018 se han emitido diversas normas contables de aplicación futura¹ y se han empezado a aplicar otras normas contables novedosas², de las cuales destacan por su impacto en los presentes Estados financieros intermedios las siguientes:

NIIF 9 Instrumentos financieros

La NIIF 9 *Instrumentos Financieros* se ha aplicado con fecha 1 de enero de 2018 sin re-expresión de la información comparativa relativa al ejercicio 2017. Los impactos de primera aplicación, que se han registrado directamente en el patrimonio neto, han sido los siguientes:

Deterioro de activos:

¹ Respecto información proporcionada en la Nota 2.2 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017 sobre las nuevas normas emitidas de aplicación obligatoria futura se han producido los siguientes cambios: i) adopción por parte de la UE de las Modificaciones a NIIF 9 *Características de cancelación anticipada con compensación negativa*, de aplicación a partir del 1 de enero de 2019; ii) adopción por parte de la UE de la interpretación CINIIF 23 *Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto sobre las ganancias*, de aplicación a partir del 1 de enero de 2019; y iii) la emisión de las *Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera*, de aplicación a partir del 1 de enero de 2020. A la fecha el Grupo no ha identificado impactos por la aplicación de dichos cambios normativos.

² Las normas aplicadas a partir del 1 de enero de 2018 son: i) NIIF 9 *Instrumentos Financieros*; ii) NIIF 15 *Ingresos de Contratos con Clientes*; iii) Clarificaciones a la NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*; iv) Modificaciones a la NIIF 4 *Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos financieros* con la NIIF 4 *Contratos de seguros*; v) Mejoras Anuales a las NIIF, *Ciclo 2014-2016*; vi) Modificaciones a la NIIF 2 *Clasificación y valoración de transacciones con pagos basados en acciones*; vii) Modificaciones a la NIC 40 *Transferencias de Propiedades de Inversión*; y viii) CINIIF 22 *Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas*.

La primera aplicación del modelo de deterioro por riesgo de crédito basado en la pérdida esperada¹ ha supuesto un impacto negativo de 433 millones de euros, principalmente por los activos financieros vinculados a Venezuela. Este impacto ha sido registrado en el epígrafe “Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas” (ver Nota 4.1.5) con el siguiente desglose:

	31/12/2017	Ajuste NIIF 9	01/01/2018
Inv. contabilizadas por el método de la participación (Nota 4.1.2)	9.268	(12)	9.256
Activos financieros no corrientes ⁽ⁱ⁾	2.038	(289)	1.749
Otros activos no corrientes	472	(40)	432
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.912	(73)	5.839
Provisiones corrientes y no corrientes	5.347	(19)	5.328
Efecto en activos netos		(433) ⁽ⁱⁱ⁾	
Activos por impuesto diferido		85	
Efecto en Patrimonio Neto		(348)	

⁽ⁱ⁾ Incluye préstamos otorgados a los negocios conjuntos.

⁽ⁱⁱ⁾ La pérdida acumulada se presenta, en su caso, minorando la correspondiente cuenta de activo.

Clasificación de activos financieros:

Los activos financieros han sido clasificados a 1 de enero de 2018 como activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros medidos a coste amortizado o como activos financieros medidos a valor razonable con cambios en “Otro resultado global” en función de las características de los flujos contractuales de los activos y el modelo de negocio aplicado por la compañía.²

A continuación, se desglosa la conciliación de la clasificación y valoración de los activos financieros bajo NIC 39 y NIIF 9 en la fecha de primera aplicación:

Tipo de instrumento	Clasificación 31/12/2017 (NIC 39)	Clasificación 1/1/2018 (NIIF 9)	Importe
Instrumentos de Patrimonio ⁽¹⁾	Disponibles para la venta	VR ² con cambios en Otro resultado global	101
		VR ² con cambios en resultados	17
Derivados	Mantenidos para negociar	VR ² con cambios en resultados	79
Préstamos	Préstamos y partidas a cobrar	Coste amortizado	2.106
Efectivo y otros activos líquidos	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Coste amortizado	4.593
Otros instrumentos	VR ² con cambios en resultados	VR ² con cambios en resultados	62

⁽¹⁾ Cartera de sociedades no consolidadas ni valoradas por el método de la participación.

⁽²⁾ VR: Valor razonable.

NOTA: No incluye “Otros activos no corrientes” y “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” del balance de situación consolidado que a 31 de diciembre de 2017 ascendían a 470 millones de euros a largo plazo y 5.161 millones a corto plazo, de los cuales 1.028 millones de euros corresponden a cuentas a cobrar corrientes de contratos de venta de *commodities*, que se valoran a valor razonable con cambios en resultados, correspondiendo el resto fundamentalmente a cuentas comerciales a cobrar valoradas a coste amortizado.

¹ El Grupo aplica el enfoque simplificado para reconocer la pérdida de crédito esperada durante toda la vida de sus cuentas de deudores comerciales, disponiendo de modelos propios de valoración del riesgo de sus clientes y de estimación de la pérdida esperada a partir de la probabilidad de impago, del saldo expuesto y de la severidad estimada, teniendo en cuenta la información disponible de cada cliente (sector de actividad, comportamiento histórico de los pagos, información financiera, previsiones a futuro...). Este modelo tiene incorporado como criterio general un umbral de más de 180 días en mora para la consideración de que se ha incurrido en una evidencia objetiva de deterioro. Estos criterios son aplicados en ausencia de otras evidencias objetivas de incumplimiento, como puedan ser las situaciones concursales, etc. El resto de instrumentos financieros, fundamentalmente ciertos préstamos y garantías financieras concedidas a negocios conjuntos, son objeto de seguimiento individualizado a los efectos de determinar cuándo, en su caso, pudiera haberse producido un deterioro significativo del riesgo de crédito o un incumplimiento. En relación con Venezuela y ante la situación en el país, el Grupo ha utilizado diversos escenarios de severidad para cuantificar la pérdida esperada de acuerdo con NIIF 9.

² Las inversiones en deuda que se mantengan dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea la obtención de los flujos de caja contractuales que consistan exclusivamente en pagos de principal e intereses, en general, se valorarán al coste amortizado. Cuando dichos instrumentos de deuda se mantengan dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logre mediante la obtención de flujos de caja contractuales de principal e intereses y la venta de dichos instrumentos, en general, se medirán a su valor razonable con cambios en “Otro resultado global”. Todas las demás inversiones en deuda y patrimonio se medirán a su valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias. Sin embargo, se puede optar irrevocablemente por presentar en el “Otro resultado global” los cambios posteriores en el valor razonable de determinadas inversiones en instrumentos de patrimonio y, en general, en este caso solo los dividendos se reconocerán posteriormente en resultados.

En relación a los pasivos financieros, no ha habido ningún impacto significativo ni en la clasificación ni en su valoración como consecuencia de la aplicación de la NIIF 9.

Contabilidad de coberturas y derivados:

El Grupo ha optado por aplicar la NIIF 9 para la contabilidad de sus actividades de cobertura, pese a que la norma permite seguir aplicando NIC 39 hasta que el IASB finalice el proyecto de “*Gestión dinámica del riesgo*”, por la mayor flexibilidad que ofrece la nueva norma.

La nueva norma: (i) elimina el requerimiento de la evaluación retrospectiva a efectos de evaluar la continuidad de la cobertura; (ii) permite la mitigación de las asimetrías contables ocasionadas por la operativa de los contratos de aprovisionamiento y comercialización de *commodities* y los instrumentos derivados utilizados como cobertura económica de los mismos, a través de la aplicación de la opción de valor razonable a dichos contratos y; (iii) supone una mayor flexibilidad en relación a la contabilidad de coberturas, en concreto, en lo relativo a los instrumentos que pueden ser utilizados como instrumento de cobertura y en cuanto a las transacciones que pueden ser objeto de cobertura.

No se han producido impactos de primera aplicación de la NIIF 9 en relación a la contabilidad de coberturas.

NIIF 15 Ingresos de contratos con clientes

La NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes* y las modificaciones al resto de NIIF afectadas por la misma se han aplicado con fecha 1 de enero de 2018 sin re-expresión de la información comparativa relativa al ejercicio 2017.

La NIIF 15 reemplaza a la NIC 18 *Ingresos* y a la NIC 11 *Contratos de Construcción* y se aplica a todos los ingresos que surgen de contratos con clientes, a menos que dichos contratos estén dentro del alcance de otras normas. De acuerdo a los nuevos requerimientos de registro contable, se deben identificar, clasificar y devengar separadamente los ingresos de cada una de las obligaciones de ejecución del contrato. Entre otras cuestiones, la norma también desarrolla los criterios contables para la activación de los costes incrementales de obtención de un contrato con un cliente.

El Grupo ha revisado la tipología de contratos con clientes (principalmente ventas de crudo, gas, productos petrolíferos, químicos y lubricantes y especialidades) habiendo identificado los siguientes impactos derivados de la aplicación de la NIIF 15, que han sido registrados en el epígrafe del balance de situación “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*” (ver Nota 4.1.5):

	31/12/2017	Ajuste NIIF 15	01/01/2018
Otros pasivos no corrientes ⁽¹⁾	(1.795)	(20)	(1.815)
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar ⁽¹⁾	(7.310)	(4)	(7.314)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (Nota 4.1.2)	9.268	9	9.277
Efecto en activos y pasivos netos		(15)	
Activo por impuesto diferido		6	
Efecto en Patrimonio Neto		(9)	

⁽¹⁾ En los contratos de suministro a granel de gases licuados del petróleo (GLP) se han identificado dos obligaciones de desempeño diferenciadas: (i) la venta del gas licuado, que se satisface en un momento concreto del tiempo; y (ii) el servicio de mantenimiento, el cual se presta con carácter general a lo largo de la vida del contrato dando lugar a un pasivo contractual que es presentado en los epígrafes de “*Otros pasivos no corrientes*” y “*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*” por servicios pendientes de ejecución y que a 1 de enero de 2018 ascienden a 20 millones de euros y 4 millones de euros, respectivamente, y a una pérdida acumulada de 18 millones de euros después de impuestos registrada en el epígrafe de “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*”(ver Nota 4.1.5).

Conforme a determinados contratos del segmento *Upstream*, para el pago de los impuestos del Grupo se realizan entregas de producción a empresas nacionales de petróleo que éstas, una vez se ha transferido el control, pueden comercializar libremente en el mercado. De acuerdo con la sustancia económica de las transacciones, el valor monetario de dichos volúmenes de producción se presenta en el epígrafe de la cuenta de pérdidas y ganancias “*Ventas*” (anteriormente en el epígrafe de “*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*”). Los importes registrados en los nueve primeros meses del ejercicio de 2018 en el epígrafe “*Ventas*” por este concepto ascienden a 450 millones de euros.

En lo referente a costes incrementales de obtención de un contrato con un cliente, se han identificado como tales los costes que el Grupo ya tenía previamente registrados en el epígrafe del balance de situación “*Activo intangible*” en concepto de costes de abanderamiento. El saldo neto a 1 de enero de 2018 por este concepto es de 26 millones de euros.

Por último, en relación con los desgloses adicionales de información, se ha incorporado la apertura de los ingresos de las actividades ordinarias (corresponde a la suma de los epígrafes de “*Ventas*” e “*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*”) por área geográfica (ver Nota 4.2.1).

2.2.3 Cambios en estimaciones y juicios contables

La preparación de los Estados financieros intermedios requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan a la valoración de activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a ingresos y gastos reconocidos a lo largo del periodo. Los resultados se pueden ver afectados de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Estas estimaciones se realizan en función de la mejor información disponible, tal y como se describe en la Nota 3 “*Estimaciones y juicios contables*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017.

En 2018 se ha llevado a cabo un cambio de estimación contable de forma prospectiva en relación con la amortización de determinados activos vinculados a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos. Desde 1 de enero de 2018 el criterio de unidad de producción (ver apartado “*Políticas contables específicas de la actividad*” de la referida Nota 3 de las Cuentas Anuales consolidadas de 2017) se aplica considerando la totalidad de las cantidades de reservas que se espera producir con las inversiones realizadas (reservas¹ probadas más probables o reservas probadas más probables desarrolladas). Repsol considera que el nuevo ratio de amortización ofrece un mejor reflejo del patrón de consumo de los beneficios económicos de esta clase de activos y ha sido aplicado desde 1 de enero, una vez se ha dispuesto de la información de reservas necesaria y se han completado los análisis correspondientes del comportamiento de los activos. El efecto estimado de este cambio en el resultado correspondiente a los nueve primeros meses de 2018 asciende a 252 millones de euros².

¹ A continuación, se detalla la clasificación de las reservas:

Reservas Probadas: Las reservas probadas (escenario 1P) son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, con la información disponible a la fecha, se estima que podrán ser recuperadas con certeza razonable. Debería haber por lo menos una probabilidad del 90% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 1P.

Reservas Probables: Las reservas probables son aquellas reservas adicionales, que sumadas a las reservas probadas conforman el escenario 2P. Debería haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P. Este escenario refleja la mejor estimación de las reservas.

Repsol aplica los criterios establecidos por el sistema “*SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System*”, donde se puede consultar las definiciones completas.

² El impacto futuro (distribución temporal de las amortizaciones) dependerá del comportamiento en la producción y de la variación en la estimación de las reservas.

2.2.4 Estacionalidad

Entre las actividades del Grupo, los negocios de gases licuados del petróleo (GLP) y de gas natural son los que implican un mayor grado de estacionalidad debido a su vinculación con las condiciones climatológicas, con un mayor grado de actividad en el invierno y un descenso de la misma en el verano del hemisferio norte.

2.2.5 Beneficio por acción

De acuerdo con la normativa contable, se ha re-expresado el beneficio por acción del tercer trimestre del ejercicio 2017 y al periodo intermedio terminado el 30 de septiembre de 2017, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado “*Repsol Dividendo Flexible*”, descrito en la Nota 4.1 “*Patrimonio Neto*”.

2.3 Información por segmentos de negocio

Definición de segmentos y modelo de presentación del Grupo

La información por segmentos del Grupo incluida en la Nota 3 se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación*.

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*, correspondiente 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 y el resultado financiero, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los de negocios conjuntos¹ y otras sociedades gestionadas operativamente como tales², 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 el 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.

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 “*Inversiones contabilizadas por el método de la participación*” y el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017, donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

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

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), y 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 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 el Grupo 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.

Para cada una de las magnitudes que se presentan por segmentos (Resultado neto ajustado, Efecto patrimonial, Resultado específico...), en los Anexos III y IV se indican las partidas y los conceptos que permiten su conciliación con las magnitudes correspondientes preparadas de acuerdo con las NIIF-UE.

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. (ver Nota 1.3), sus resultados se han clasificado como "*Operaciones interrumpidas*" dentro de los *Resultados específicos* (anteriormente en "*Corporación y otros*"), re-expresándose las magnitudes comparativas respecto a los publicadas en los Estados financieros intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017.

Durante el periodo, 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 nueve primeros meses de 2017 no se han re-expresado, dada su inmaterialidad (véase Anexo IV).

(3) RESULTADOS E INFORMACIÓN POR SEGMENTOS¹

3.1 Principales magnitudes e indicadores de desempeño

Indicadores financieros ⁽¹⁾	9M 2018	9M 2017	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	9M 2018	9M 2017
Resultados			Upstream		
Resultado de las operaciones	3.096	2.407	Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	713	688
Resultado neto ajustado	1.720	1.543	Producción neta de líquidos día (kbbbl/d)	261	254
Resultado neto	2.171	1.583	Producción neta de gas día (kbep/d)	452	433
Beneficio por acción (€/acción)	1,36	0,98	Precios medios de realización de crudo (\$/bbl)	65,1	47,1
EBITDA	5.833	4.715	Precios medios de realización de gas (\$/kscf)	3,3	2,9
Inversiones	2.019	1.843	EBITDA	3.577	2.421
Capital empleado ⁽²⁾	33.827	33.817	Resultado neto ajustado	1.015	487
ROACE (%) ⁽³⁾	8,2	6,5	Flujo de caja de las operaciones	2.376	1.391
			Inversiones	1.423	1.373
Caja y deuda			Downstream		
Flujo de caja de las operaciones	3.351	3.577	Utilización destilación refino España (%)	92,4	92,4
Flujo de caja libre	5.200	1.676	Utilización conversión refino España (%)	105,6	101,4
Caja generada	3.723	708	Indicador margen refino España (\$/Bbl)	6,9	6,8
Deuda Neta (DN)	2.304	6.972	Ventas de productos petrolíferos (kt)	38.520	38.513
DN / EBITDA (x veces) ⁽⁴⁾	0,3	1,1	Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.935	2.148
DN / Capital empleado (%)	6,8	18,8	Ventas GLP (kt)	980	997
Intereses deuda / EBITDA (%)	3,7	5,7	Venta gas en Norteamérica (TBtu)	388,8	375,7
Retribución a nuestros accionistas			EBITDA	2.390	2.422
Retribución al accionista (€/acción) ⁽⁵⁾	0,87	0,76	Resultado neto ajustado	1.098	1.431
			Flujo de caja de las operaciones	986	1.979
Indicadores bursátiles	9M 2018	9M 2017	Inversiones	560	445
Cotización al cierre del periodo (€/acción)	17,2	15,6			
Cotización media del periodo (€/acción)	15,9	14,3	Otros indicadores	9M 2018	9M 2017
Capitalización bursátil al cierre (millones €)	27.398	23.812			
Entorno macroeconómico	9M 2018	9M 2017	Personas		
Brent medio (\$/bbl)	72,1	51,8	Nº empleados ⁽⁶⁾	25.647	25.490
WTI medio (\$/bbl)	66,8	49,4	Nuevos empleados ⁽⁷⁾	3.152	2.580
Henry Hub medio (\$/MBtu)	2,9	3,2	Seguridad y medioambiente		
Tipo de cambio medio (\$/€)	1,19	1,11	Seguridad de procesos (PSIR) ⁽⁸⁾	0,37	0,62
			Seguridad de personas (IFT) ⁽⁹⁾	1,71	1,43
			Reducción anual de emisiones de CO ₂ (Mt) ⁽¹⁰⁾	0,266	0,230

NOTA: Las magnitudes no financieras e indicadores operativos son información no revisada por el auditor.

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

⁽²⁾ Capital empleado de operaciones continuadas.

⁽³⁾ El ROACE ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo. No incluye operaciones interrumpidas.

⁽⁴⁾ El EBITDA ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo.

⁽⁵⁾ Precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita de acciones dentro del programa "Repsol Dividendo Flexible" (ver Nota 4.1.5).

⁽⁶⁾ Número de empleados que forman parte de las sociedades en las que Repsol establece las políticas y directrices en materia de gestión de personas, con independencia del tipo de contrato (fijos, temporales, jubilados parciales, etc.).

⁽⁷⁾ Se consideran únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. Un 40% de los nuevos empleados de 2018 y un 30% de 2017 corresponden a contratos de carácter fijo.

⁽⁸⁾ *Process Safety Incident Rate* (PSIR): número de incidentes de seguridad de proceso clasificados como TIER₁ y TIER₂, según el estándar "API Recommended Practise 754 (Second Edition – April 2016) - Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical", acumulados en el periodo por cada millón de horas trabajadas relacionados con las actividades de proceso. El dato correspondiente al ejercicio 2017 es el anual.

⁽⁹⁾ Índice de Frecuencia Total Integrado (IFT): número total de casos con consecuencias personales (fatalidades, con pérdida de días, tratamiento médico y trabajo restringido) acumulados en el periodo, por cada millón de horas trabajadas. El dato correspondiente al ejercicio 2017 es el anual.

⁽¹⁰⁾ Reducción de CO₂ comparada con la línea base de 2010.

¹ Toda la información presentada a lo largo de esta Nota, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de presentación del Grupo (ver Nota 2.3). Algunas de estas magnitudes tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR), de acuerdo a las Directrices del ESMA (para más información, véanse los Anexos III y IV y en www.repsol.com).

3.2 Entorno macroeconómico

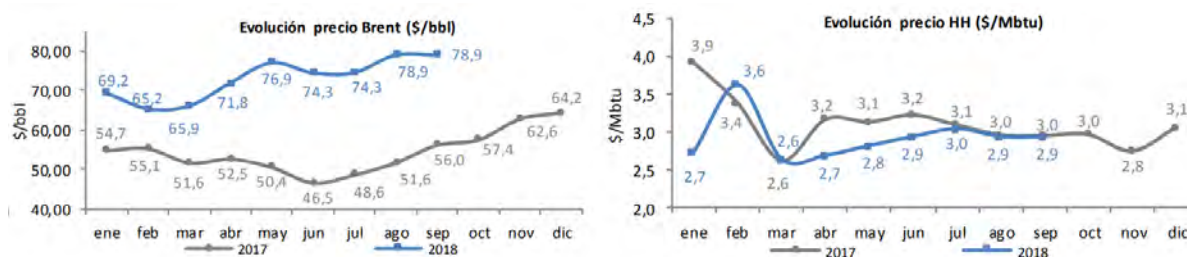
La **economía global** repuntó hasta finales de 2017 o inicios de 2018, momento en el que cambió de tendencia. La desaceleración es aún modesta, con el ritmo de avance global durante el tercer trimestre de 2018 aún claramente por encima del registrado durante 2016 y los años previos. Sin embargo, se ha recuperado una mayor divergencia por países y los riesgos a la baja sobre la actividad están ganando protagonismo.

Así, mientras que en la zona euro la actividad defraudó a comienzos del año, en EE.UU. el ritmo de avance está sorprendiendo al alza, impulsada por una política fiscal procíclica. Y en un contexto de subidas de tipos en EE.UU., renovada fortaleza del **dólar** y reducción de la liquidez global, los países emergentes más vulnerables están sufriendo salidas de capitales e importantes depreciaciones de sus divisas. Si bien la actividad en los emergentes está siendo menor de la esperada por este endurecimiento financiero, no está habiendo un contagio generalizado. Por el contrario, los países emergentes productores de crudo se están viendo impulsados por la mejora de los precios de exportación.

Con todo, según las últimas previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI) (*World Economic Outlook* Octubre 2018), se espera un crecimiento mundial del 3,7% en 2018, misma cifra que durante el conjunto de 2017, y también del 3,7% en 2019.

Eso sí, como se ha señalado, los riesgos a la baja sobre este escenario base son ahora más elevados. Por un lado, las medidas proteccionistas implementadas recientemente ya están causando una disrupción del comercio y, en caso de profundizarse, podrían frenar considerablemente la actividad global. Por otro lado, la inflación se mantiene por ahora relativamente contenida en EE.UU., pero un mayor repunte podría obligar a una normalización más acelerada de la política monetaria, infligiendo más daño sobre los países emergentes dependientes de la financiación en dólares. Otros desarrollos adversos, como problemas financieros en Italia o China, podrían desencadenar una desaceleración global significativa.

Evolución de la cotización media mensual del Brent y Henry Hub



En el mercado del **crudo**, el precio ha seguido su tendencia al alza en 2018, alcanzando en septiembre niveles alrededor de los 85 dólares por barril (\$/Bbl) de crudo de calidad Brent, un 30% por encima del cierre de 2017 y un 200% por encima de los mínimos de 2016. El balance apunta a un mercado relativamente en equilibrio entre la oferta y la demanda, incluso con una trayectoria de inventarios en la OCDE de continuas reducciones. La OPEP ha continuado con su política de finales de 2016, y si bien la media de cumplimiento se sitúa alrededor del 120% en lo que llevamos de 2018, a lo largo del año el compromiso con los recortes ha llegado a alcanzar cumplimientos superiores al 170%. Estos altos niveles de cumplimiento responden en gran medida al declino masivo que viene registrando la producción de Venezuela con caídas de cerca de 800 mil Bbl/d en un año.

Por otro lado, la reimposición de sanciones de EE.UU. a Irán, tras la salida del primero del acuerdo nuclear a principios de mayo, ha venido tensionando el mercado. Las sanciones se hacen efectivas el 4 de noviembre y ya son muchos los compradores de crudo iraní que vienen buscando alternativas al mismo, lo que ha hecho que su producción y exportaciones se resientan.

En definitiva, la situación actual es la de un mercado relativamente en equilibrio, aunque con un potencial déficit de oferta, lo que en conjunto mantiene los precios por encima de los 80 (\$/Bbl). En los nueve primeros meses del año, el precio del Brent se situó en una media de 72,1 \$/Bbl mientras que el crudo WTI ha promediado 66,8 \$/Bbl, situando el diferencial entre ambos en los 5,3 \$/Bbl.

En lo que respecta al precio del **gas natural** estadounidense, el Henry Hub promedió 2,9 \$/mmBtu en los nueve primeros meses de 2018, un 8% menos que el mismo periodo de 2017. A pesar del incremento de la producción, el tirón de la demanda interna (principalmente la generación eléctrica), el mantenimiento de unos niveles de inventarios en valores muy por debajo de la media de los últimos cinco años y el buen ritmo exportador, ejercieron de soporte para cerrar el trimestre con un balance más ajustado.

3.3 Resultados, flujos de caja y situación financiera

El **entorno** en el que han operado nuestros negocios durante los nueve primeros meses de 2018 (en adelante, 9M18), comparado con el mismo periodo de 2017 (en adelante, 9M17), se caracteriza por unos precios del crudo más elevados (Brent +39%, con un notable impulso en el segundo trimestre), unos menores precios del gas (Henry Hub -8%) y un dólar más débil frente al euro (€/€ 1,19 vs. 1,11 en 9M17); por otra parte, el indicador de margen de Refino se mantiene en niveles elevados (en torno a los 7\$/Bbl), pero los indicadores internacionales del margen petroquímico descienden significativamente como consecuencia de la subida de los precios de la nafta.

En este contexto, Repsol ha obtenido un **resultado neto ajustado** de 1.720 millones de euros (+11% vs. 9M17, impulsado por la notable mejora de los resultados del *Upstream*) que, unido a la plusvalía generada por la desinversión en Naturgy y al efecto de la revalorización de inventarios, ha permitido alcanzar un **resultado neto** de 2.171 millones de euros (+37% vs. 9M17). El **EBITDA** ha ascendido a 5.833 millones de euros (+24% vs. 9M17) y el **flujo de caja libre** a 5.200 millones de euros (+210% vs. 9M17, incluyendo 3.816 millones de euros de la venta de Naturgy). El periodo finaliza con una reducción muy significativa de la **deuda neta**, hasta 2.304 millones de euros (4.668 millones de euros inferior a la del 9M17).

3.3.1 Resultados

Resultados del periodo	Millones de euros	
	30/09/2018	30/09/2017 ⁽¹⁾
Upstream	1.015	487
Downstream	1.098	1.431
Corporación y otros	(393)	(375)
RESULTADO NETO AJUSTADO	1.720	1.543
Efecto patrimonial	269	(50)
Resultados específicos	182	90
RESULTADO NETO	2.171	1.583

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de los Estados financieros intermedios correspondientes al periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 (ver Nota 2 "Bases de presentación") en relación a la venta de la participación en Naturgy (ver Nota 1.3).

Upstream

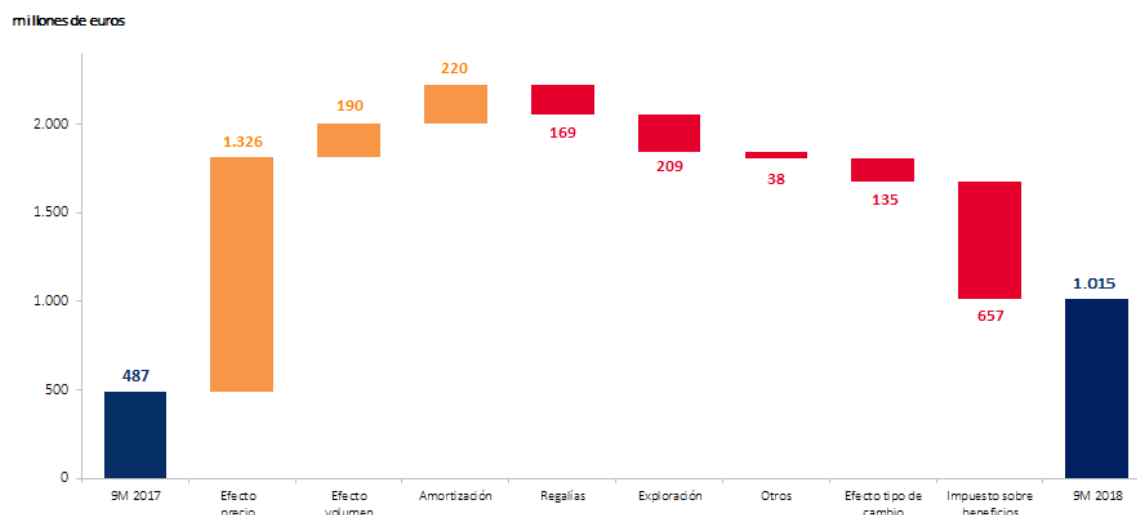
La **producción media** alcanzó los 713 Kbp/d en los primeros nueve meses de 2018, lo que supone un incremento del 4% (25 Kbp/d) con respecto al mismo periodo de 2017. Este incremento es debido principalmente a la producción en Libia y a la puesta en marcha de proyectos de desarrollo orgánico (TROC y *Juniper* en Trinidad y Tobago, *Shaw* y *Cayley* en Reino Unido, *Reggane* en Argelia, *Sagari* en Perú y *Kinabalu* en Malasia), así como a la adquisición del campo *Visund* (Noruega) y a la puesta en producción de nuevos pozos en *Marcellus* (EEUU). Todo ello compensado por la menor producción en Venezuela y por la venta en 2017 del campo SK (Rusia).

Respecto a la **actividad de exploración**, en el periodo se ha concluido la perforación de 15 sondeos exploratorios y 1 sondeo de delineamiento/*appraisal*, 4 con resultado positivo (3 exploratorios en Colombia y uno de *appraisal* en Rusia), 10 con resultado negativo (en Argelia, Aruba, Bolivia, Colombia, 2 en EE.UU., Gabón, Malasia, Noruega y Rumanía) y 2 con resultado en evaluación (Noruega y Malasia). Al final del periodo se encontraban en curso 3 sondeos exploratorios (Bolivia, Colombia e Indonesia).

El **resultado neto ajustado** de *Upstream* ha ascendido a 1.015 millones de euros, notablemente superior al del 9M17 (+108%). Esta mejora se explica por el incremento de los precios de realización del crudo y del gas (38% y 16%, respectivamente) y por los mayores volúmenes vendidos. Adicionalmente, hay que considerar el

impacto del cambio de estimación de las amortizaciones de activos productivos (ver Nota 2.2.3). Estos efectos positivos se ven parcialmente compensados por el incremento de impuestos derivado de la mejora de las operaciones, el efecto negativo del tipo de cambio por el debilitamiento del dólar y los mayores gastos exploratorios derivados de la amortización y provisión de pozos e inversiones con escasa probabilidad de éxito.

Variación del Resultado neto ajustado *Upstream*



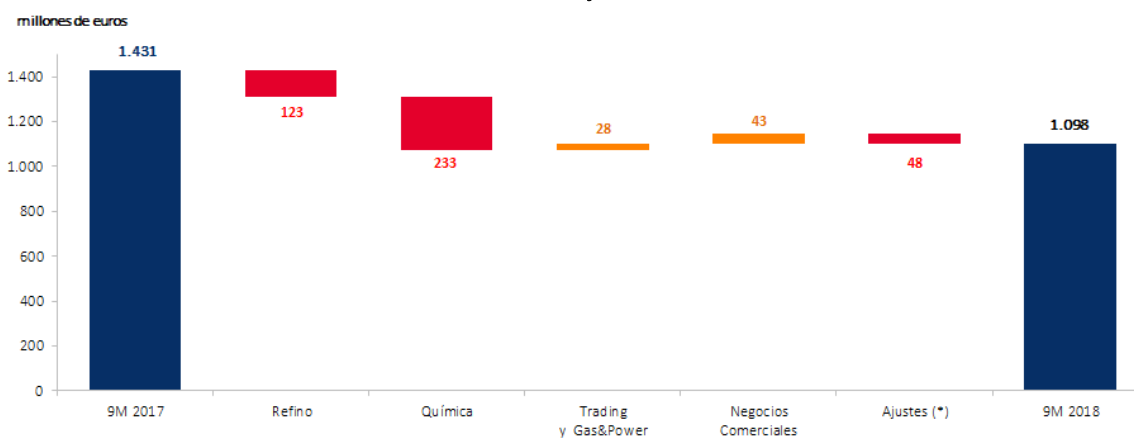
El **EBITDA** de *Upstream* asciende a 3.577 millones de euros, un 48% superior al del mismo periodo del año anterior, impulsado por el mejor resultado de las operaciones y de manera destacada por la mejora de la actividad en Libia, Noruega, UK, Brasil, Malasia y Argelia.

Las **inversiones** de los nueve primeros meses de 2018 (1.423 millones de euros) aumentan un 4% respecto del mismo periodo del año anterior. Las inversiones se han acometido fundamentalmente en activos en producción y/o desarrollo en EE.UU, Canadá, Noruega y Trinidad y Tobago, destacando la adquisición del 7,7% del campo *Visund* en Noruega.

Downstream

El **resultado neto ajustado** en los nueve primeros meses de 2018 ha sido de 1.098 millones de euros, frente a los 1.431 millones de euros del mismo periodo de 2017.

Variación del Resultado neto ajustado *Downstream*



(*) Principalmente, efecto de los ajustes de consolidación negativos para eliminar el resultado de operaciones intragrupo entre las distintas unidades de negocio del segmento *Downstream*.

La variación del resultado obedece principalmente a:

- En **Refino**, a pesar de continuar con los buenos márgenes de producción en España, se obtienen menores resultados por el efecto negativo del debilitamiento del dólar, la reducción de márgenes en Perú (afectados por los mecanismos de precio en el país) y los mayores costes fijos.
- En **Química** los menores resultados se explican por el debilitamiento del entorno internacional, fundamentalmente como consecuencia del incremento de los precios de la nafta, así como por las menores ventas y los mayores costes variables derivados de incidencias operativas y paradas por mantenimiento.
- En **Trading y Gas&Power** se consiguen mejores resultados, principalmente por los mayores márgenes y menores gastos de transporte en el trading de gas en Norteamérica.
- En **Negocios Comerciales**, los mayores resultados se producen principalmente en las líneas de *Marketing* (impulsados por la mejora de márgenes y sin variaciones relevantes en el nivel de ventas) y de *GLP* (por los mayores volúmenes vendidos como consecuencia de las menores temperaturas).

El **EBITDA** de *Downstream* asciende a 2.390 millones de euros, en línea con el de 9M17.

Las **inversiones** de explotación ascienden a 560 millones de euros (un 26% superiores a las de 9M17). Destacan las acometidas para la mejora de la eficiencia energética, seguridad y medio ambiente, así como por las paradas plurianuales de las refinerías en España, el mantenimiento de las plantas de Química, la remodelación del bloque de gasolinas en la refinería de la Pampilla en Perú y el proyecto de expansión de EE.S en México.

Corporación y otros

Los resultados acumulados de los nueve primeros meses ascienden a -393 millones de euros (-375 millones de euros en el mismo periodo del año anterior). En *Corporación* se mantienen los costes corporativos, a pesar de los incrementos derivados de los proyectos de digitalización. En el resultado financiero destacan los menores intereses de la deuda y los mejores resultados derivados de posiciones en divisas y autocartera. Estos efectos positivos se han visto compensados por el impacto de los ajustes de consolidación negativos para eliminar el resultado de operaciones intragrupo, entre el segmento Upstream y Downstream, todavía no trascendidas frente a terceros.

En suma, el **resultado neto ajustado**, asciende a 1.720 millones de euros (vs. 1.543 millones de euros en 9M17). En este resultado se incluye un gasto por impuesto de beneficios de 1.105 millones de euros, lo que supone un **tipo impositivo efectivo** del 39% (vs. 26% en 9M17, principalmente por el aumento de resultados en negocios Upstream con tipos impositivos elevados).

El **Efecto Patrimonial** asciende a 269 millones de euros y se explica por la evolución al alza de los precios de crudos y productos petrolíferos en el periodo.

Los **Resultados específicos** ascienden a 182 millones de euros, y obedecen principalmente a: i) la plusvalía por la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (+344 millones de euros), ii) los saneamientos extraordinarios en Venezuela (-497 millones de euros provisionados por riesgo de recuperación de créditos, activos fiscales e inversiones), y iii) los resultados extraordinarios por diferencias de cambio (+382 millones de euros por impacto de tipo de cambio sobre posiciones financieras y fiscales y por reclasificación de diferencias de conversión correspondientes a activos exploratorios cancelados).

Millones de euros	9M 2018	9M 2017
Desinversiones	59	21
Reestructuración plantillas	(42)	(49)
Deterioros	(125)	(25)
Provisiones y otros	(122)	(16)
Operaciones interrumpidas (ver Nota 2.2)	412	159
TOTAL	182	90

El **resultado neto**, como consecuencia de todo lo anterior, ha ascendido a 2.171 millones de euros, un 37% superior al del mismo periodo de 2017.

INDICADORES DE RENTABILIDAD	2018	2017
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) (%)	8,2 ⁽¹⁾	6,5
Beneficio por acción (€/acción) ⁽²⁾	1,36	0,98

⁽¹⁾ No incluye operaciones interrumpidas (Naturgy); incluyéndolas, el ROACE asciende al 9%.

⁽²⁾ Más información en 4.2.6.

3.3.2 Flujos de caja

FLUJOS DE EFECTIVO DEL PERIODO	9M 2018	9M 2017
EBITDA	5.833	4.715
Cambios en el capital corriente	(1.475)	(536)
Cobros de dividendos ⁽¹⁾	20	203
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(756)	(507)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(271)	(298)
I. FLUJO DE CAJA DE LAS OPERACIONES	3.351	3.577
Pagos por inversiones	(2.005)	(1.931)
Cobros por desinversiones	3.854	30
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	1.849	(1.901)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I + II)	5.200	1.676
Intereses netos	(336)	(414)
Pagos por dividendos y remuneración de otros instrumentos de patrimonio	(297)	(332)
Autocartera	(844)	(222)
CAJA GENERADA EN EL PERIODO	3.723	708

⁽¹⁾ Incluye los flujos de efectivo de actividades interrumpidas por los dividendos recibidos por la participación en Naturgy que han ascendido en 2017 a 201 millones de euros.

En los nueve primeros meses de 2018 el **flujo de caja de las operaciones** (3.351 millones de euros) ha sido inferior al obtenido en los nueve primeros meses de 2017: el aumento del EBITDA de los negocios de *Upstream* se ha visto compensado por el aumento del fondo de maniobra en *Downstream* (por el incremento en las existencias como consecuencia del alza de precios), los mayores pagos por impuestos y la ausencia de los cobros por dividendos de Naturgy.

El **flujo de caja de las actividades de inversión** (1.849 millones de euros) refleja el mantenimiento del esfuerzo inversor del año anterior y la caja obtenida en la desinversión en Naturgy (3.816 millones de euros).

El **Flujo de caja libre** ha ascendido a 5.200 millones de euros, muy superior a los 1.676 millones del mismo periodo de 2017, explicado principalmente por la mejora del EBITDA y la desinversión en Naturgy.

Como consecuencia de todo lo anterior, una vez se ha hecho frente al pago de los costes de financiación (336 millones de euros), la retribución a los accionistas (297 millones de euros) y la adquisición de autocartera (844 millones de euros, ver apartado 4.1.5), la **caja generada** ha ascendido a 3.723 millones de euros (427% superior a la de 2017).

3.3.3 Situación financiera

La **Deuda Neta** a 30 de septiembre de 2018 asciende a 2.304 millones de euros, significativamente inferior a la existente a 30 de septiembre de 2017, 6.972 millones de euros (y a la de 31 de diciembre de 2017, 6.267 millones de euros), como consecuencia de la importante caja generada por los negocios y por la desinversión en Naturgy.

La **Liquidez** del Grupo a 30 de septiembre de 2018, incluyendo las líneas de crédito comprometidas y no dispuestas, se ha situado en 9.345 millones de euros, suficiente para cubrir 2,88 veces los vencimientos de deuda a corto plazo. Repsol tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 2.346 millones de euros y 2.503 millones de euros a 30 de septiembre de 2018 y a 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

3.4 Información por área geográfica

La distribución geográfica de las principales magnitudes en los nueve primeros meses del año es la siguiente:

Millones de euros	Nueve meses acumulado							
	Resultado de las operaciones		Resultado neto ajustado		Inversiones de explotación		Capital empleado ⁽²⁾	
	2018	2017	2018	2017 ⁽¹⁾	2018	2017	2018	2017 ⁽¹⁾
Upstream	1.876	683	1.015	487	1.423	1.373	21.503	22.163
Europa, África y Brasil	1.198	434	589	220	316	269	-	-
Latinoamérica-Caribe	520	405	373	266	219	376	-	-
Norteamérica	223	(70)	172	(50)	471	368	-	-
Asia y Rusia	377	186	216	112	142	148	-	-
Exploración y otros	(442)	(272)	(335)	(61)	275	212	-	-
Downstream	1.427	1.920	1.098	1.431	560	445	10.927	9.477
Europa	1.418	1.835	1.082	1.381	457	341	-	-
Resto del Mundo	9	85	16	50	103	104	-	-
Corporación y otros	(207)	(196)	(393)	(375)	36	25	1.397	2.177
TOTAL	3.096	2.407	1.720	1.543	2.019	1.843	33.827	33.817

NOTA: Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE, véanse los Anexos III y IV.

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de los Estados financieros intermedios correspondientes los nueve primeros meses de 2017 (ver Nota 2 "Bases de presentación") en relación a la venta de la participación en Naturgy (ver Nota 1.3).

⁽²⁾ Incluye el capital empleado de las operaciones continuadas.

(4) PRINCIPALES VARIACIONES DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

A continuación, se describen las variaciones más significativas registradas durante el periodo en los epígrafes del balance de situación y de la cuenta de pérdidas y ganancias.

4.1 Balance de Situación

4.1.1 Inmovilizado material

Las inversiones del periodo, siguiendo el modelo de reporting del Grupo, ascienden a 2.019 millones de euros y se distribuyen según se detalla en la Nota 3.4 "Información por área geográfica".

4.1.2 Inversiones contabilizadas por el método de la participación

Repsol contabiliza por el método de la participación las inversiones y los resultados en los negocios conjuntos y en las compañías asociadas en que participa. El reflejo de esas inversiones en los Estados financieros intermedios del Grupo es el siguiente:

	Millones de euros			
	Valor contable de la inversión		Resultado por integración ⁽¹⁾	
	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	30/09/2017 ⁽²⁾
Negocios conjuntos	6.344	5.969	404	230
Asociadas	76	3.299	(10)	12
TOTAL	6.420	9.268	394	242

⁽¹⁾ Corresponde a los resultados del periodo de operaciones continuadas. No incluye el Otro resultado global por importe de 146 millones de euros en 2018 (143 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 3 millones de euros correspondientes a asociadas) y de -858 millones de euros en 2017 (-704 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y -154 millones de euros correspondientes a asociadas).

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto los Estados financieros intermedios correspondientes a los nueve primeros meses de 2017 (ver Nota 2 "Bases de presentación") en relación a la venta de la participación en Naturgy (ver Nota 1.3).

El movimiento de este epígrafe durante el periodo ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2018	2017
Saldo a 1 de enero	9.268	10.176
Inversiones netas	2	140
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(3.292)	72
Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación	394	242
Resultado operaciones interrumpidas	68	159
Dividendos repartidos	(460)	(474)
Diferencias de conversión	146	(842)
Reclasificaciones y otros movimientos	294	(85)
Saldo a 30 de septiembre	6.420	9.388

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la baja de la inversión en Naturgy (ver Nota 1.3).

4.1.3 Activos financieros

	Millones de euros	
	30/09/2018	31/12/2017
Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	1.630	2.038
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽²⁾	18	2
Otros activos financieros corrientes: ⁽³⁾	1.662	257
Depósitos a plazo	1.501	231
Otros	161	26
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽⁴⁾	66	60
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽³⁾	5.301	4.601
Total activos financieros	8.677	6.958

⁽¹⁾ La variación se explica principalmente por el impacto por la aplicación del modelo de pérdida esperada por riesgo de crédito de la NIIF 9 (ver Nota 2.2.2 y 5.3).

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe "Otros activos no corrientes" del balance de situación.

⁽³⁾ La variación se explica, principalmente, por la caja generada por la venta de la participación en Naturgy (ver Nota 1.3).

⁽⁴⁾ Registrados en el epígrafe "Otros deudores" del balance de situación.

Para más información de detalle sobre pasivos financieros, véase el Anexo III.

4.1.4 Existencias

El incremento de 1.044 millones de euros de las existencias (+27%) se explica por el alza de los precios del crudo y por los mayores volúmenes tanto de crudos como de productos y de derechos de emisión de CO₂ en el segmento de *Downstream*.

4.1.5 Patrimonio neto

	Millones de euros	
	30/09/2018	31/12/2017
Fondos propios:	31.310	30.197
Capital	1.596	1.556
Prima de Emisión y Reservas:	27.161	25.694
Prima de Emisión	6.428	6.428
Reserva legal	299	299
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽¹⁾	20.434	18.967
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(632)	(45)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	2.171	2.121
Dividendos y retribuciones	-	(153)
Otros instrumentos de patrimonio	1.014	1.024
Otro resultado global acumulado	(87)	(404)
Intereses minoritarios	300	270
TOTAL PATRIMONIO NETO	31.523	30.063

⁽¹⁾ "Otras reservas" incluye, en 2018, el impacto de las normas de primera aplicación (ver Nota 2.2.2).

Capital

El 11 de mayo de 2018, la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para implementar el sistema de retribución al accionista denominado “*Repsol Dividendo Flexible*”, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2017 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2018, que permite a sus accionistas decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo (mediante la venta a la Sociedad o en el mercado de los derechos de asignación gratuita) o en acciones. La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberada ha tenido lugar entre los meses de junio y julio, a continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2018
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra ⁽¹⁾	13,26% derechos
	Fin de plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio garantizado	29 de junio
	Precio fijo garantizado por derecho	0,485 € brutos/derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	100 millones de €
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	86,74% derechos
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	34
	Nuevas acciones emitidas	39.708.771
	Incremento capital social aproximado	2,55%
	Cierre ampliación de capital	10 de julio

⁽¹⁾ Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos.

Tras la ampliación, el capital social de Repsol, S.A. registrado a 30 de septiembre asciende a 1.596.173.736 euros, totalmente suscrito y desembolsado, representado por 1.596.173.736 acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

Según la última información disponible los accionistas significativos de Repsol, S.A. son:

Accionistas significativos	% sobre el capital social
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	7,69
CaixaBank, S.A. ⁽²⁾	4,66
Blackrock, Inc. ⁽³⁾	4,63

⁽¹⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Investments II, S.A., Sacyr Investments S.A. y Sacyr Securities, S.A.

⁽²⁾ El 20 de septiembre de 2018, CaixaBank, S.A. ha comunicado el acuerdo adoptado por su Consejo de Administración de vender su participación accionarial en Repsol, S.A.

⁽³⁾ Blackrock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas.

Retribución al accionista

A continuación, se detalla la retribución a los accionistas de Repsol, S.A. durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre del 2018 a través del programa denominado “*Repsol Dividendo Flexible*”:

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Diciembre 2017/Enero 2018	393.708.447	0,388	153	29.068.912	440
Junio / Julio 2018	206.366.731	0,485	100	39.708.771	655

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A., celebrada el 11 de mayo de 2018, acordó una reducción de capital mediante amortización de acciones propias con la finalidad de compensar el efecto dilutivo de las ampliaciones de capital liberadas que se han formalizado en el ejercicio 2018, descritas en la tabla anterior.

La reducción de capital se realizará mediante la amortización de la autocartera existente a 4 de abril de 2018 y de las acciones que se adquieran a través de un Programa de recompra de acciones y, en su caso, a través de la liquidación de derivados contratados con anterioridad al 4 de abril de 2018.

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

	Nº Acciones	Importe (M€)	% capital
Saldo a 31/12/2017	3.028.924	45	0,19%
Compras mercado ⁽¹⁾⁽²⁾	81.005.471	1.279	5,07%
Ventas mercado ⁽²⁾	(45.706.369)	(692)	2,86%
Saldo a 30/09/2018 ⁽³⁾	38.328.026	632	2,40%

⁽¹⁾ Incluye las acciones de las compras realizadas al amparo del Programa de recompra de acciones propias que ha comenzado el 4 de septiembre y que prevé un máximo de acciones a adquirir de 62.705.079 acciones, representativas del 3,93%, aproximadamente, del capital social de Repsol a dicha fecha. A 30 de septiembre se han adquirido un total de 26.189.800 acciones en relación a dicho Programa.

⁽²⁾ Incluyen las acciones adquiridas y entregadas (en su caso) en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y de los Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual (véase la Nota 28 de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2017). En 2018, se han entregado 438.497 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes (ver Nota 28.4 de las Cuentas Anuales consolidadas 2017).

⁽³⁾ El saldo a 30 de septiembre de 2018 incluye derivados contratados por Repsol, S.A. con entidades financieras sobre un notional total de 6 millones de acciones de Repsol, S.A., por los que se transfieren al Grupo el riesgo económico y los derechos económicos inherentes a las acciones.

4.1.6 Pasivos financieros

	Millones de euros	
	30/09/2018	31/12/2017
Pasivos financieros no corrientes ⁽¹⁾	9.261	10.080
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽²⁾	13	-
Pasivos financieros corrientes ⁽¹⁾	3.598	4.206
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	299	215
Total pasivos financieros	13.171	14.501

⁽¹⁾ La variación obedece a la cancelación de bonos a su vencimiento y a la reclasificación entre ambos epígrafes de los bonos con vencimiento en un plazo no superior a los 12 meses.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" del balance de situación.

⁽³⁾ Registrados en el epígrafe "Otros acreedores" del balance de situación.

Para más información de detalle sobre pasivos financieros, véase el Anexo III.

Durante los nueve primeros meses de 2018 no se han producido nuevas emisiones de obligaciones o valores negociables. Se han producido las siguientes cancelaciones o recompras:

- En enero de 2018, ROGCI ha recomprado un bono de vencimiento en febrero de 2021 y un cupón fijo anual del 3,75% por un total de 251 millones de dólares;
- En febrero de 2018 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por Repsol International Finance B.V. (RIF) en septiembre de 2012 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 750 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,375%.
- El 6 de julio de 2018, se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por RIF en julio de 2016 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 600 millones de euros y un cupón anual referenciado al Euribor a 3 meses más un diferencial de 70 puntos básicos.

El saldo vivo de las obligaciones y valores negociables a 30 de septiembre es el siguiente:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽⁵⁾
US87425EAE32 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	oct-97	Dólar	50	7,250%	oct-27	-
US87425EAH62 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	may-05	Dólar	88	5,750%	may-35	-
US87425EAJ29 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	ene-06	Dólar	102	5,850%	feb-37	-
US87425EAK91 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	nov-06	Dólar	115	6,250%	feb-38	-
XS0733696495 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
US87425EAN31 ⁽³⁾	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	may-12	Dólar	57	5,500%	may-42	-
XS0933604943 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
XS0975256685 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
XS1148073205 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
XS1207058733 ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% ⁽⁴⁾	mar-75	LuxSE
XS1334225361 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE
XS1352121724 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-16	Euro	100	5,375%	ene-31	LuxSE
XS1451452954 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	100	0,125%	jul-19	LuxSE
XS1613140489 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	may-17	Euro	500	0,500%	may-22	LuxSE

Nota: No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por RIF el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros, que califica como instrumento de patrimonio.

⁽¹⁾ Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN garantizado por Repsol, S.A.

⁽²⁾ Bono subordinado emitido por RIF garantizado por Repsol, S.A. No corresponde a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda.

⁽³⁾ Emisiones de Repsol Oil & Gas Canada, Inc., garantizadas por Repsol, S.A.

⁽⁴⁾ Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

⁽⁵⁾ LuxSE (Luxembourg Stock Exchange). No se consideran sistemas multilaterales de negociación u otros centros de negociación o mercados no oficiales OTC (*over-the-counter*).

Adicionalmente, RIF mantiene un Programa *Euro Commercial Paper* (ECP), garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 2.000 millones de euros. Al amparo de este programa, se han realizado emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el saldo vivo a 30 de septiembre de 2018 de 1.249 millones de euros.

4.2 Cuenta de pérdidas y ganancias

4.2.1 Ingresos de las actividades ordinarias

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias (epígrafes de “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios”) por país en los nueve primeros meses de 2018 se muestra a continuación:

Millones de euros	30/09/2018
España	18.429
Estados Unidos	2.436
Perú	2.148
Portugal	2.006
Resto	11.753
Total ⁽¹⁾	36.772

⁽¹⁾ La distribución por área geográfica se ha elaborado en función de los mercados a los que van destinadas las ventas o ingresos por prestación de servicios.

4.2.2 Resultado de explotación

La mejora del resultado de explotación (+43%) se explica por el aumento de los márgenes de ventas en el negocio *Upstream*, impulsado por la subida de los precios del crudo, y en el negocio de refino, impulsado por la mejora de los márgenes de producción. El aumento en las cifras de los ingresos y gastos de explotación refleja, fundamentalmente, el aumento en los precios del crudo y de los productos hidrocarburíferos.

4.2.3 Resultados financiero

El resultado financiero mejora principalmente por las ganancias por diferencias de cambio derivadas del impacto sobre instrumentos de financiación de la evolución del tipo de cambio del dólar en el periodo y la evolución favorable de la valoración a mercado de los derivados, que se ven parcialmente compensadas por la

dotación de provisiones por riesgo de crédito, fundamentalmente como consecuencia de la situación del sector petrolero en Venezuela y las modificaciones de los planes de explotación de los activos del Grupo en este país (ver Nota 5.2).

4.2.4 Impuesto sobre beneficios

El tipo impositivo efectivo¹ aplicable al resultado de las operaciones continuadas (antes de impuestos y antes del resultado de las entidades valoradas por método de participación) ha sido del 48%. Este tipo es superior al del mismo periodo de 2017 (26%) principalmente por el aumento de resultados en negocios de *Upstream* con tipos impositivos elevados.

4.2.5 Resultado de operaciones interrumpidas

El “*Resultado de operaciones interrumpidas*” neto de impuestos de este periodo incluye los resultados de la transmisión de la participación en Naturgy (344 millones de euros), así como los resultados generados por dicha participación hasta el 22 de febrero de 2018, fecha en la que se reclasificó como mantenido para la venta, por importe de 68 millones de euros (159 millones de euros en los nueve primeros meses de 2017).

4.2.6 Beneficio por acción

El beneficio por acción de los nueve primeros meses de 2018 y 2017 se detalla a continuación:

BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA)	30/09/2018	30/09/2017
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	2.171	1.583
Ajuste del gasto por los intereses de las obligaciones perpetuas subordinadas (millones de euros)	(22)	(22)
Número medio ponderado de acciones en circulación a 30 de septiembre (millones de acciones) ⁽¹⁾	1.575	1.590
BPA básico y diluido (euros/acción)	1,36	0,98

⁽¹⁾ El capital social registrado a 30 de septiembre de 2017 ascendía a 1.527.396.053 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del BPA incluye el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas “*Repsol Dividendo Flexible*”, de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2.2 “*Comparación de la información*”).

¹ Para la estimación del impuesto sobre beneficios devengado en los periodos intermedios se utiliza el tipo impositivo efectivo estimado anual. No obstante, los efectos fiscales derivados de sucesos ocasionales o transacciones singulares del periodo se tienen en cuenta íntegramente en el mismo.

(5) RIESGOS

5.1 Riesgos litigiosos

5.1.1 Asuntos legales

La información contenida en este apartado actualiza los siguientes litigios informados en la Nota 16 de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2017:

Reino Unido

Litigio del oleoducto “Galley”

En agosto de 2012 se produjeron daños y una fuga en el oleoducto Galley, en el que Repsol Sinopec Resources UK Limited (“RSRUK”, anteriormente Talisman Sinopec Energy UK Limited –TSEUK–), a dicha fecha, tenía una participación del 67,41%. En septiembre de 2012, RSRUK solicitó cobertura de los daños y las pérdidas sufridas a consecuencia del incidente a la compañía aseguradora Oleum Insurance Company (“Oleum”), una filial 100% de ROGCI quien ostenta, a su vez, una participación del 51% en RSRUK. En julio de 2014, RSRUK reclamó a Oleum 351 millones de dólares por daños materiales e interrupción del negocio.

El 8 de agosto de 2016, RSRUK interpuso solicitud de arbitraje en Londres, y en junio de 2017 se acordó la bifurcación del procedimiento en dos etapas (responsabilidad y cobertura *-liability-* y, en su caso, valoración de los daños y pérdidas *-quantum-*). Mediante decisión de fecha 10 de mayo de 2018, el Tribunal concluyó que la póliza no excluía la cobertura por daños materiales derivados del incidente. En septiembre de 2018, la demandante revisó el importe de su reclamación a 311,3 millones de dólares. La Compañía considera que la resolución final de este litigio no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

Arbitraje Addax en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (TSEUK)

La vista oral respecto de las cuestiones de responsabilidad ha tenido lugar entre el 29 de enero y el 22 de febrero de 2018 y entre el 18 y 29 de junio de 2018, esta última limitada al interrogatorio de los expertos de cada parte. Del 9 al 11 de julio de 2018 se celebró la vista sobre las conclusiones orales y el 29 de septiembre se presentaron las conclusiones escritas. El procedimiento ha quedado ya visto para la emisión del laudo por parte del Tribunal. Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la demanda de arbitraje carecen de fundamento.

Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic / Bahía de Newark

El 14 de junio de 2018, la Administración Concursal de Maxus presentó una demanda (“*New Claim*”) en el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware contra YPF, Repsol y determinadas sociedades filiales de ambas, por las mismas reclamaciones que se recogían en la *Cross Claim*. El 19 de octubre de 2018 Repsol ha presentado la *Motion to Dismiss*. Repsol mantiene la opinión de que, al igual que se ha demostrado en la *Cross Claim*, las pretensiones aducidas en la *New Claim* carecen de fundamento.

5.1.2 Asuntos fiscales

La información contenida en este apartado actualiza las actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal informadas en la Nota 23 de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2017 en los siguientes países:

Brasil

En relación con el contencioso que Petrobras, como operador del bloque BM-S-9 en el que Repsol tiene una participación del 25%, mantiene contra el Estado de Sao Paulo (Brasil) por la supuesta infracción de obligaciones formales en el año 2009 (emisión de notas fiscales vinculadas al movimiento de materiales y equipos a la plataforma de perforación *Stena*), los tribunales han resuelto favorablemente al Grupo. La

sentencia es firme y definitiva, por lo que desaparece la contingencia sobre este asunto.

Ecuador

En relación con las controversias que mantiene con el Gobierno de Ecuador la compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A. (OCP), participada por Repsol Ecuador, S.A. en un 29,66%, respecto del tratamiento fiscal de la deuda subordinada emitida para la financiación de sus operaciones, se ha presentado en el mes de marzo de 2018 una demanda de arbitraje internacional.

5.2 Riesgos geopolíticos

La información relativa a este apartado actualiza el contenido de la Nota 21.3 de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2017.

Venezuela

En un contexto de crisis económica y social, con una importante caída de la producción petrolera, el 20 de mayo de 2018 se celebraron elecciones presidenciales en las que resultó reelegido Nicolás Maduro.

Durante 2018 se han adoptado medidas económicas que modifican el régimen cambiario (ver Anexo II), destacando: (a) reconversión monetaria (la nueva moneda, denominada “bolívars soberanos”, equivale a 100.000 “bolívars fuertes” anteriores); (b) liberalización parcial del sistema cambiario para flexibilizar la compra y venta de divisas; (c) lanzamiento de la criptomoneda “Petro”, que se prevé que funcione como moneda de intercambio y divisa convertible¹, pero sin que todavía se conozca su funcionamiento y proceso de implementación y (d) devaluación de la divisa venezolana frente al dólar norteamericano del 3.100%². Todos estos cambios no han tenido impactos significativos en los estados financieros del Grupo.

Al final del periodo, la exposición patrimonial de Repsol en Venezuela asciende a 796 millones de euros³. La exposición se ha reducido respecto a 31 de diciembre de 2017 como consecuencia de la provisión por riesgo de crédito derivada de la primera aplicación de la NIIF 9 (ver Nota 2.2.2) y por los deterioros registrados en las sociedades venezolanas participadas y valoradas por el método de la participación (-80 millones de euros, después de impuestos) y en los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar (-417 millones de euros), todo ello derivado de la evolución de la situación del sector petrolero en Venezuela y de las modificaciones en los planes de explotación de los activos.

Vietnam

Repsol posee en Vietnam derechos mineros sobre trece bloques, distribuidos en seis contratos de reparto de producción (PSC): uno en producción con un área neta de 152 km² (*Thang Long JOC*), uno en desarrollo con 1.236 km² (*Ca Rong Do*) y cuatro en exploración, con una superficie neta de 72.248 km² (entre ellos el Bloque 135-136/03). La producción neta media en 2017 alcanzó los 5,2 miles de barriles equivalentes de petróleo día (6,8 miles de barriles equivalentes de petróleo día en los nueve primeros meses de 2018). Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2017 ascendían a 27 millones de barriles equivalentes de petróleo. El valor contable de los activos a 30 de septiembre de 2018 asciende a 1.074 millones de euros y existen compromisos adicionales relacionados con la inversión en esas áreas.

Durante el periodo, Repsol ha recibido instrucciones de PetroVietnam para que, por el momento, no continúe con la ejecución de las actividades programadas para el proyecto de desarrollo *Ca Rong Do* en el Bloque 07/03, ubicado en el mar del sur de China. Por otra parte, en julio de 2017, el Gobierno de Vietnam instruyó a Repsol cesar las actividades de perforación CKN-1X en los Bloques exploratorios 135-136/03, también localizados en el mar del sur de China. El alcance de la suspensión de las actividades todavía no se ha determinado y el Grupo está trabajando con PetroVietnam para encontrar fórmulas de actuación que satisfagan los intereses de ambas partes y que permitan alcanzar una solución amigable a este conflicto. En cualquier caso, Repsol considera que

¹ Petro = 3.600 BsS.

² Tipo de cambio SIMECA (anteriormente DICOM) a septiembre de 2018: 72 €/BsS.

³ Se corresponde con los activos netos de los negocios en Venezuela más la financiación otorgada a las filiales venezolanas.

tiene sólidos fundamentos legales para reclamar ser compensado por los perjuicios que se pudieran derivar de esta situación, así como buenas perspectivas de éxito, tanto en la reclamación como en la recuperación de los daños.

Libia

Como consecuencia de las condiciones de seguridad, durante el año 2018 se han producido paradas intermitentes de nuestra producción en Libia, pero de poca relevancia. La producción neta de petróleo crudo de Repsol durante los primeros 9 meses del año ha ascendido a 37,2 miles de barriles de petróleo al día (vs. 22,8 miles de barriles de petróleo al día durante el mismo periodo de 2017).

La incertidumbre sobre el futuro político de Libia y el menoscabo en la situación de seguridad siguen afectando a las perspectivas de su industria petrolera. Actualmente, el país ha recuperado la producción de petróleo y las exportaciones, pero la proliferación de milicias armadas podría dar lugar a nuevos enfrentamientos entre ellas (en el mes de agosto fueron especialmente violentos) y a bloqueos de yacimientos petrolíferos y terminales de exportación.

La exposición patrimonial de Repsol en Libia al final del periodo asciende a 386 millones de euros.

(6) OTRA INFORMACIÓN

Nuevos negocios vinculados a la transición energética

Acuerdo de compra de los negocios no regulados de generación de electricidad de Viesgo

En el marco del Plan Estratégico el Consejo de Administración ha aprobado el 27 de junio 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.

En la actividad de generación eléctrica, la compra se traduce en la adquisición de centrales hidroeléctricas en el norte de España y dos centrales de ciclo combinado de gas en Algeciras (Cádiz) y Escatrón (Zaragoza), quedando excluidas de la transacción las centrales de carbón de Viesgo. En la de comercialización minorista de gas y electricidad, la operación implica la adquisición de una cartera de cerca de 750.000 clientes que se reparte por toda la geografía española, principalmente en Cantabria, Galicia, Andalucía, Asturias, Castilla y León y Comunidad de Madrid.

La operación recibió la autorización del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el 27 de septiembre de 2018 y la del Ministerio de Transición Ecológica el 18 de octubre de 2018, de manera que se espera que la operación quede completada a comienzos del mes de noviembre.

Adquisición de Valdesolar Hive, S.L.

Repsol ha adquirido la compañía Valdesolar Hive, S.L. Esta compañía desarrolla un proyecto fotovoltaico que pudiera suponer una inversión en su desarrollo de unos 200 millones de euros, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. La planta fotovoltaica situada en Valdecaballeros (Badajoz) tendría una capacidad instalada de 264 megavatios (MW) y podría estar operativa entre 2019 y 2020.

Acuerdo de suministro de Gas Natural Licuado

Repsol ha firmado con la compañía norteamericana Venture Global LNG un acuerdo para el suministro de aproximadamente un millón de toneladas anuales de gas natural licuado (GNL) durante 20 años desde la instalación de exportación *Calcasieu Pass*, que Venture Global LNG está desarrollando en *Cameron Parish*, Louisiana. Repsol comprará GNL a partir de la fecha de operación comercial de la instalación prevista en 2022 que se destinará tanto al suministro de gas a los complejos industriales en España como a su comercialización en cualquier parte del mundo. Este contrato está supeditado a la decisión final de inversión por parte de

Venture Global LNG en dicha instalación y al cumplimiento de distintos hitos administrativos con las autoridades correspondientes (*Department Of Energy* y *Federal Energy Regulatory Commission*).

El precio de este contrato de suministro está referenciado al precio del Henry Hub norteamericano.

Cambios en el Consejo de Administración

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 11 de mayo de 2018 acordó la ratificación del nombramiento por cooptación y reelección por un mandato estatutario de 4 años de D. Jordi Gual Solé, así como el nombramiento como Consejeros externos independientes por un mandato estatutario de 4 años de Dña. María del Carmen Ganyet i Cirera y D. Ignacio Martín San Vicente para cubrir las vacantes generadas por la terminación del mandato de D. Artur Carulla Font y por la salida de D. Mario Fernández Pelaz.

Como consecuencia del anuncio de CaixaBank, S.A. de la venta de su participación en Repsol, S.A. el 20 septiembre de 2018, D. Gonzalo Gortázar Rotaache y D. Jordi Gual Solé han comunicado sus respectivas renuncias como miembros del Consejo de Administración de Repsol (ver Nota 4.1.5).

El Consejo de Administración de Repsol, S.A., en su reunión celebrada el 30 de octubre de 2018, ha aprobado, previa propuesta de la Comisión de Nombramientos: i) el nombramiento por cooptación de D. Henri Philippe Reichstul como Consejero Externo de la Sociedad y como miembro de su Comisión Delegada; ii) proponer a la próxima Junta General Ordinaria de accionistas la reelección en sus cargos del Presidente del Consejo de Administración, D. Antonio Brufau Niubó y del Consejero Delegado, D. Josu Jon Imaz San Miguel, ambos por el plazo estatutario de cuatro años; y iii) proponer a la próxima Junta General Ordinaria de accionistas reducir a 15 el número de miembros del Consejo de Administración.

Cambios en el equipo directivo

El 25 de julio de 2018, el Consejo de Administración de la Compañía ha aprobado una reestructuración de su equipo directivo que culmina la adecuación de la organización a la actualización de su Plan Estratégico (ver Nota 1.3). Asimismo, han tenido lugar una serie de cambios en el equipo de Dirección al más alto nivel, de forma que el Comité Ejecutivo Corporativo queda constituido por: D. Josu Jon Imaz San Miguel (Consejero Delegado), D. Luis Cabra Dueñas (Director General de Desarrollo Tecnológico, Recursos y Sostenibilidad), D^a Begoña Elices García (Directora General de Comunicación y Presidencia), D. Tomás García Blanco (Director General de Exploración y Producción), D. Arturo Gonzalo Aizpiri (Director General de Personas y Organización), D. Miguel Klingenberg Calvo (Director General de Asuntos Legales), D. Antonio Lorenzo Sierra (Director General CFO) y D^a M^a Victoria Zingoni Domínguez (Directora General de Downstream).

La Secretaría General y del Consejo de Administración, continuará bajo la responsabilidad del Director General D. Luis Suárez de Lezo y Mantilla.

Transacciones con partes vinculadas

Tras el anuncio el 20 de septiembre del acuerdo adoptado por el Consejo de Administración de CaixaBank de vender su participación accionarial en Repsol y la renuncia de los sus consejeros dominicales como miembros del Consejo de Administración de Repsol, CaixaBank ha perdido la condición de parte vinculada a dicha fecha.

También, y tras la venta el 18 de mayo de la participación de Repsol en Naturgy (ver Nota 1.3), esta ha perdido la condición de parte vinculada a dicha fecha.

ANEXO I. COMPOSICIÓN DEL GRUPO

Las principales sociedades que configuran el Grupo Repsol se recogen en el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017. Los principales cambios en la composición del Grupo durante los nueve primeros meses de 2018 son los siguientes:

- a) *Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:*

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	30/09/2018		
					Método de consolidación (1)	% de derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición (2)
WIB Advance Mobility, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Constitución	marzo-18	P.E.(N.C.)	50.00%	50.00%
Repsol Jambi Merang, S.L.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	abril-18	I.G.	100.00%	100.00%
Repsol Exploración Jamaica, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	julio-18	I.G.	100.00%	100.00%
Valdesolar Hive, S.L.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Adquisición	julio-18	I.G.	100.00%	100.00%
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	septiembre-18	I.G.	100.00%	100.00%

- (1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."

- (2) Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

- b) *Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:*

	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	30/09/2018			
					Método de consolidación (1)	% de derechos de voto enajenados o dados de baja	% de derechos de voto totales en la entidad con posterioridad a la enajenación	Beneficio / (Pérdida) generado (Millones de euros)
Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Amalgamation (2)	enero-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
Rocsole, Ltd.	Finlandia	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	febrero-18	P.E.	0,66%	12,50%	-
Asfalnor, S.A.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Liquidación	marzo-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
OGCI Climate Investments, Llp.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	abril-18	P.E.	1,79%	12,50%	-
Repsol Venezuela Gas, S.A.	Venezuela	Repsol Venezuela, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
Naturgy Energy Group, S.A.	España	Repsol, S.A.	Venta	mayo-18	P.E.	20,07%	0,00%	344
AESA - Construcciones y Servicios, S.A. - Bolivia	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Sierra Leone, B.V.	Países Bajos	Talisman International Holdings, B.V.	Liquidación	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Vietnam 05-2/10, B.V.	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding, B.V.	Liquidación	mayo-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	junio-18	P.E.(N.C.)	1,28%	72,33%	3
Repsol Netherlands Finance, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	junio-18	I.G.	100,00%	0,00%	-
Talisman Finance (UK) Limited	Reino Unido	TEGSI (UK) Ltd.	Liquidación	septiembre-18	I.G.	100,00%	0,00%	-

- (1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."

- (2) Con efectos 1 de enero 2018, Repsol Oil & Gas Canada Inc. (ROGCI) y Repsol Energy Resources Canada Inc. han sido objeto de una operación de reorganización societaria denominada bajo legislación canadiense "vertical amalgamation" y, como resultado, ambas sociedades se han refundido en una única sociedad que ha adoptado la denominación social de ROGCI.

ANEXO II. MARCO REGULATORIO

Bolivia

Contratos de Operación y Servicios Petroleros

El 14 de noviembre de 2017 se suscribió una Adenda al Contrato de Operación del Área Caipipendi, misma que fue aprobada mediante Ley N° 1.013 del 27 de diciembre de 2017 y con fecha efectiva 20 de marzo de 2018. Esta Adenda tiene por objeto establecer la continuidad de las Operaciones Petroleras en el Área a partir del 2 de mayo de 2031, sujeto al cumplimiento de un nuevo plan de inversiones a ser ejecutado por el Titular.

Adicionalmente, el 13 de junio de 2018 YPFB Andina S.A, YPFB Chaco S.A, Repsol E&P Bolivia S.A., Shell Bolivia Corporation Sucursal Bolivia y PAE E&P Bolivia Limited (Sucursal Bolivia) suscribieron el Contrato de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación en Áreas Reservadas a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, correspondiente al Área Iñiguazu, aprobado mediante Ley 1.081 del 10 de agosto de 2018.

Indonesia

El 17 de julio de 2018, tras el anuncio como ganador de la ronda de licitación de 2018 de South East Jambi, Repsol Exploración South East Jambi BV (anteriormente Talisman West Bengara BV) ha firmado el PSC de South East Jambi, que es el primer PSC de Repsol que adopta la forma de Gross Split.

Venezuela

El Decreto Presidencial N° 2.184 de fecha 14 de enero de 2016, mediante el cual se declaró Estado de Emergencia Económica en todo el territorio nacional, por un lapso de sesenta (60) días, el cual faculta al Presidente de la Republica a dictar medidas excepcionales y extraordinarias de orden económico, social, ambiental, político, jurídico entre otros, ha sido prorrogado consecutivamente en 15 oportunidades en total, siendo la última el Decreto Presidencial N° 3.610, publicado el 19 de septiembre de 2018, en la Gaceta Oficial N° 41.485.

El 5 de enero de 2018 culminó el plazo establecido para la revisión y validación de todos los contratos nacionales e internacionales suscritos y los que están por suscribirse, por parte de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), sus filiales y las Empresas Mixtas donde PDVSA posea acciones, establecido por la Resolución N° 164 del Ministerio del Poder Popular de Petróleo. A la fecha, el proceso de revisión continúa en curso en las Empresas Mixtas, encontrándose a la espera de los resultados del mismo.

En Gaceta Oficial N° 41.310 del 29 de diciembre de 2017, se publicó la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva, la cual establece principios, políticas y procedimientos que regulen las inversiones extranjeras productivas de bienes y servicios. La legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos de la economía se aplicará con preferencia a dicha ley, entre ellos, los relacionados con la materia de hidrocarburos, minería y telecomunicaciones. A la fecha, no ha sido publicado el Reglamento sectorial correspondiente.

El 6 de agosto de 2018 el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, publicó en la Gaceta Oficial N° 41.454 la Resolución 102, en la que se instruye la creación de una Comisión Especial de Contrataciones en PDVSA, con el fin de atender de manera centralizada los requerimientos para la adquisición de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios para la construcción, planes de mantenimiento y puesta en marcha de los mejoradores de crudo que sean necesarios en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías.

El 4 de septiembre de 2018, el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, publicó en la Gaceta Oficial N° 41.474 la Resolución N° 115, mediante la cual se crea una Comisión Técnica para la Reorganización de PDVSA y sus empresas filiales. Una vez instalada y en un lapso no mayor de 30 días contados a partir de la fecha de publicación de la Resolución, la Comisión Técnica deberá presentar para la aprobación del Presidente de PDVSA, el plan de trabajo con un cronograma de actividades sujeto a las prioridades de la empresa.

Régimen Cambiario

El 20 de febrero de 2018, se anunció el lanzamiento de la criptomoneda “Petro”, respaldada con reservas del campo 1 del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, con el objetivo de crear una moneda alternativa al dólar y una economía digital y transparente para el beneficio de los países emergentes. Se pretendía que las personas jurídicas y naturales, pudieran empezar la compra efectiva de Petro a partir del 23 de marzo de 2018, sin que a la fecha ésta haya entrado en funcionamiento. Dicha compra podrá realizarse en divisas convertibles: yuanes, liras turcas, euros y rublos. El 19 de marzo, el Presidente de los Estados Unidos de América firmó la orden ejecutiva por la que prohíbe a personas estadounidenses y residentes en Estados Unidos realizar transacciones con cualquier moneda digital emitida por el gobierno venezolano a partir del 9 de enero de 2018, lo cual aumenta el régimen de sanciones de dicho país sobre personas naturales y jurídicas de Venezuela.

El 25 de julio de 2018, fue publicado por la Presidencia de la Republica en la Gaceta Oficial Nº 41.446 el Decreto Nº 3.548, mediante el cual se establece que, a partir del 20 de agosto de 2018, todos los importes monetarios expresados en moneda nacional antes de esa fecha, deberán ser convertidos a la nueva unidad monetaria, dividiendo las unidades actuales entre cien mil (100.000).

El 2 de agosto de 2018, la Asamblea Nacional Constituyente publicó en la Gaceta Oficial Nº 41.452 un Decreto mediante el cual se establece la Derogatoria de la Ley del Régimen Cambiario y sus Ilícitos, con el propósito de otorgar a los particulares, tanto a personas naturales como jurídicas, nacionales o extranjeras, las más amplias garantías para el desempeño de su mejor participación en el modelo de desarrollo socioeconómico del país.

El 7 de septiembre de 2018 el Banco Central de Venezuela (BCV) publicó en la Gaceta Oficial Extraordinaria Nº 6.405 el denominado Convenio Cambiario Nº 1¹ (el “Convenio Cambiario”), cuyo objeto es el de establecer la libre convertibilidad de la moneda en todo el territorio nacional. Este Convenio Cambiario, derogó los Convenios Cambiarios que se encontraban vigentes hasta el momento de su publicación. Los aspectos más relevantes son: i) se desarrollan los principios generales del nuevo Sistema de Mercado Cambiario; ii) se restablece la libre convertibilidad de la moneda y el cese de las restricciones sobre las operaciones cambiarias; iii) se faculta al BCV para centralizar, administrar y regular la operatividad del nuevo Sistema del Mercado Cambiario; iv) todas las operaciones de compra y venta de moneda extranjera del sector público y privado se realizarán al tipo de cambio promedio ponderado que el BCV publique en su página web; v) reconoce la validez de la suscripción de contratos en moneda extranjera; vi) se garantiza la participación de las empresas del sector privado a través de: (a) la compra y venta de posiciones en moneda extranjera (subastas); (b) operaciones cambiarias al menudeo y; (c) operaciones de compra y venta de títulos valores en moneda nacional; vii) se regula lo relativo al régimen cambiario aplicable al sector público petrolero.

¹ Pendiente regulación por parte de BCV.

ANEXO III. OTRA INFORMACIÓN DE DETALLE

Instrumentos financieros

Activos financieros

El detalle de los activos financieros del Grupo, clasificados por clases de activos, es el siguiente:

30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017								
Millones de euros	Activos financieros a VR con cambios en resultados ⁽²⁾		Activos financieros a VR con cambios en Otro resultado global ⁽²⁾		Activos financieros a coste amortizado		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Instrumentos de Patrimonio	25	-	101	118	-	-	126	118
Derivados	18	2	-	-	-	-	18	2
Otros activos financieros	52	52	-	-	1.452	1.868	1.504	1.920
Largo plazo / No corriente	95	54	101	118	1.452	1.868	1.648	2.040
Derivados	187	77	-	-	-	-	187	77
Otros activos financieros	12	10	-	-	6.830	4.831	6.842	4.841
Corto plazo / Corrientes	199	87	-	-	6.830	4.831	7.029	4.918
TOTAL ⁽¹⁾	294	141	101	118	8.282	6.699	8.677	6.958

⁽¹⁾ No incluye "Otros activos no corrientes" y "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance de situación consolidado que a 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 ascendían a 411 y 470 millones de euros a largo plazo y 5.638 y 5.161 millones a corto plazo, de los cuales 1.310 y 1.028 millones de euros corresponden a cuentas a cobrar corrientes de contratos de venta de *commodities*, que se valoran a valor razonable con cambios en resultados, correspondiendo el resto fundamentalmente a cuentas comerciales a cobrar valoradas a coste amortizado.

⁽²⁾ En el apartado "Valor razonable de los instrumentos financieros" de este anexo se informa de la clasificación de los instrumentos financieros por niveles de jerarquía de valor razonable.

Pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros del Grupo, clasificados por clases de pasivos, es el siguiente:

	30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017									
	Pasivos financieros mantenidos para negociar ⁽²⁾		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura ⁽²⁾		Total		Valor Razonable	
Millones de euros	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.202	1.064	-	-	1.202	1.064	1.151	1.043
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	5.239	6.323	-	-	5.239	6.323	5.565	6.812
Derivados	13	-	-	-	48	68	61	68	61	68
Otros pasivos financieros ⁽³⁾	-	-	2.772	2.625	-	-	2.772	2.625	2.772	2.625
Largo plazo / No corriente	13	-	9.213	10.012	48	68	9.274	10.080	9.549	10.548
Deudas con entidades de crédito	-	-	634	539	-	-	634	539	634	539
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	2.478	3.406	-	-	2.478	3.406	2.498	3.419
Derivados	344	241	-	-	1	2	345	243	345	243
Otros pasivos financieros	-	-	440	233	-	-	440	233	440	233
Corto plazo / Corriente	344	241	3.552	4.178	1	2	3.897	4.421	3.917	4.434
TOTAL ⁽¹⁾	357	241	12.765	14.190	49	70	13.171	14.501	13.466	14.982

⁽¹⁾ A 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el balance recoge 1.401 y 1.347 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 200 y 195 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

⁽²⁾ En el apartado "Valor razonable de los instrumentos financieros" de este Anexo se informa de la clasificación de los instrumentos financieros por niveles de jerarquía de valor razonable.

⁽³⁾ Corresponde fundamentalmente al préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V.

Valor razonable de los instrumentos financieros

La clasificación de los instrumentos financieros registrados en los Estados financieros intermedios por su valor razonable a 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

	30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017							
Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017 ⁽¹⁾	2018	2017
Activos financieros								
Activos financieros a VR con cambios en resultados	82	68	187	73	25	-	294	141
Activos financieros a VR con cambios en Otro resultado global	-	1	-	-	101	-	101	1
Total	82	69	187	73	126	-	395	142
	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Pasivos financieros								
Pasivos financieros mantenidos para negociar	238	139	119	102	-	-	357	241
Derivados de cobertura	-	-	49	70	-	-	49	70
Total	238	139	168	172	-	-	406	311

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable se clasifican dentro de las distintas jerarquías de valor razonable, que se describen a continuación:

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

⁽¹⁾ No incluye 117 millones de euros a 31 de diciembre de 2017, correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39.

Las técnicas de valoración utilizadas para los instrumentos clasificados en la jerarquía de nivel 2 se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de *Black & Scholes*.

Las variables fundamentales para la valoración de los instrumentos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

El valor razonable de los instrumentos clasificados en el Nivel 3, que corresponde a inversiones en el patrimonio de sociedades no cotizadas, ha sido determinado fundamentalmente mediante descuento de flujos de efectivo, y en la medida en que dicha información no esté disponible, a partir del valor contable del patrimonio neto. Las proyecciones de flujos de efectivo, así como la valoración del patrimonio neto, no pueden ser consideradas como inputs de valoración observables en el mercado.

No obstante, ninguno de los inputs indicados debería provocar como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros clasificados en este nivel.

Información por segmentos

Los ingresos de las actividades ordinarias por segmentos entre clientes y operaciones entre segmentos se incluyen a continuación:

Segmentos	Millones de euros					
	Clientes		Intersegmento		Total	
	30/09/2018	30/09/2017	30/09/2018	30/09/2017	30/09/2018	30/09/2017
Upstream	4.341	3.375	1.343	1.160	5.684	4.535
Downstream	34.323	28.603	102	62	34.425	28.665
Corporación	-	1	-	-	-	1
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	(1)	-	(1.445)	(1.222)	(1.446)	(1.222)
TOTAL	38.663	31.979	-	-	38.663	31.979

La reconciliación de otras magnitudes presentadas en la Nota 3.2 con aquellas NIIF-UE los nueve primeros meses de 2018 y de 2017 es la siguiente:

	Millones de euros	
	30/09/2018	30/09/2017
Ingresos de las actividades ordinarias ⁽¹⁾	38.663	31.979
<i>Ajustes</i>		
Upstream	(1.870)	(1.607)
Downstream	(21)	(24)
Ingresos de las actividades ordinarias NIIF-UE ⁽²⁾	36.772	30.348
Resultado de las operaciones ⁽¹⁾	3.096	2.407
<i>Ajustes</i>		
Upstream	(619)	(409)
Downstream	350	(48)
Corporación y ajustes	(96)	(40)
Resultado de explotación NIIF-UE	2.731	1.910
Capital empleado operaciones continuadas ⁽¹⁾	33.827	33.817
<i>Ajustes</i>		
Upstream	2.034	921
Downstream	17	18
Capital empleado operaciones interrumpidas		3.211
Capital empleado	35.878	37.967

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 "Información por segmentos de negocio".

⁽²⁾ Corresponde a la suma de los epígrafes de "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos" de la cuenta de pérdidas y ganancias (NIIF-UE).

ANEXO IV. MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO

La información financiera de Repsol contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de Reporting del Grupo¹ denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR). Las MAR se consideran magnitudes “ajustadas” respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con NIIF-UE o con la Información de las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos², y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias pero no sustitutivas de éstas.

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

Para información adicional, ver www.repsol.com.

1. Medidas del rendimiento financiero

Resultado neto ajustado

El **Resultado neto ajustado** es la principal medida de rendimiento financiero que la Dirección (Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream*) revisa para la toma de decisiones de acuerdo con la NIIF 8 “*Segmentos de operación*”.

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

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

El **Resultado neto ajustado** es una MAR útil para el inversor a efectos de poder evaluar el rendimiento de los segmentos de operación y permitir una mejor comparabilidad con las compañías del sector de Oil&Gas que utilizan distintos métodos de valoración de existencias (ver apartado siguiente).

¹ Véase la Nota 2.3.

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

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

Efecto patrimonial

Es la diferencia entre el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición (CCS)** y el resultado calculado a Coste medio ponderado (CMP, método de valoración de inventarios utilizado por la compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea). Afecta únicamente al segmento *Downstream*, de forma que en el **Resultado de operaciones continuadas a CCS**, el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo. Además del efecto anterior, el ***Efecto patrimonial*** incluye otros ajustes a la valoración de existencias (saneamientos, coberturas económicas...) y se presenta neto de impuestos y minoritarios. La Dirección de Repsol considera que esta es una medida útil para los inversores considerando las variaciones tan significativas que se producen en los precios de los inventarios entre periodos.

El CMP es un método contable de valoración de existencias aceptado por la normativa contable europea, por el que se tienen en cuenta los precios de compra y los costes de producción históricos, valorando los inventarios por el menor entre dicho coste y su valor de mercado.

Resultados específicos

Partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Incluye plusvalías/minusvalías por desinversiones, costes de reestructuración de personal, deterioros y provisiones para riesgos y gastos y otros. Los Resultados específicos se presentan netos de impuestos y minoritarios.

Durante el periodo, 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 nueve primeros meses de 2017 no se han re-expresado, dada su inmaterialidad.

En el apartado 3.3 “*Resultados, flujos de caja y situación financiera*” de este documento se incorporan los *Resultados Específicos* acumulados de los nueve primeros meses de 2018 y 2017. A continuación, se presentan los del tercer trimestre de 2018 y 2017:

<i>Millones de euros</i>	3T	
	2018	2017
Desinversiones	52	(2)
Reestructuración plantillas	(25)	(13)
Deterioros	(2)	1
Provisiones y otros ⁽¹⁾	(55)	(45)
Operaciones interrumpidas (ver Nota 2.2)	-	48
TOTAL	(30)	(11)

⁽¹⁾ Incluye el efecto del tipo de cambio sobre posiciones fiscales sobre divisa distinta de la moneda funcional.

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

	Nueve meses acumulado ⁽³⁾											
	AJUSTES											Resultado NIIF-UE
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes			
Millones de euros	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Resultado de explotación	3.096 ⁽¹⁾	2.407 ⁽¹⁾	(593)	(353)	(146)	(78)	374	(66)	(365)	(497)	2.731	1.910
Resultado financiero	(290)	(339)	91	50	135	21	-	-	226	71	(64)	(268)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	39	36	355	204	-	2	-	-	355	206	394	242
Resultado antes de impuestos	2.845	2.104	(147)	(99)	(11)	(55)	374	(66)	216	(220)	3.061	1.884
Impuesto sobre beneficios	(1.105)	(530)	147	99	(220)	(14)	(96)	16	(169)	101	(1.274)	(429)
Resultado procedente de operaciones continuadas	1.740	1.574	-	-	(231)	(69)	278	(50)	47	(119)	1.787	1.455
Resultado por operaciones continuadas atribuido a minoritarios	(20)	(31)	-	-	1	-	(9)	-	(8)	-	(28)	(31)
Resultado operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	1.720	1.543	-	-	(230)	(69)	269	(50)	39	(119)	1.759	1.424
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	412	159	-	-	412	159	412	159
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	1.720	1.543	-	-	182	90	269	(50)	451	40	2.171	1.583

	Tercer trimestre ⁽³⁾											
	AJUSTES										Resultado NIIF-UE	
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes			
Millones de euros	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Resultado de explotación	1.053 ⁽¹⁾	794 ⁽¹⁾	(307)	(132)	96	(29)	92	20	(119)	(141)	934	653
Resultado financiero	(115)	(110)	31	11	(11)	16	-	-	20	27	(95)	(83)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	18	12	183	116	-	2	-	-	183	118	201	130
Resultado antes de impuestos	956	696	(93)	(5)	85	(11)	92	20	84	4	1.040	700
Impuesto sobre beneficios	(359)	(154)	93	5	(116)	(48)	(24)	(6)	(47)	(49)	(406)	(203)
Resultado procedente de operaciones continuadas	597	542	-	-	(31)	(59)	68	14	37	(45)	634	497
Resultado por operaciones continuadas atribuido a minoritarios	(9)	(14)	-	-	1	-	(1)	(4)	-	(4)	(9)	(18)
Resultado operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	588	528	-	-	(30)	(59)	67	10	37	(49)	625	479
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	48	-	-	-	48	-	48
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	588	528	-	-	(30)	(11)	67	10	37	(1)	625	527

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

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

⁽³⁾ La información del tercer trimestre de 2017 y 9M17 se ha re-expresado como consecuencia la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (ver Nota 2).

EBITDA:

El **EBITDA** (*"Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization"*) es un indicador que mide el margen de explotación de la empresa antes de deducir los intereses, impuestos, deterioros, reestructuraciones y amortizaciones. Al prescindir de las magnitudes financieras y tributarias, así como de gastos contables que no conllevan salida de caja, es utilizado por la Dirección para evaluar los resultados de la compañía a lo largo del tiempo, permitiendo su comparación con otras compañías del sector de *Oil & Gas*.

El **EBITDA** se calcula como Resultado operativo + Amortización + Deterioros + Reestructuraciones y otras partidas que no suponen entradas o salidas de caja de las operaciones (plusvalías/minusvalías por desinversiones, provisiones, ...). El resultado operativo corresponde al Resultado de las operaciones continuadas a coste medio ponderado (CMP). En caso de que se utilice el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición** (CCS) se denomina **EBITDA a CCS**.

	Nueve meses acumulado							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	3.577	2.421	(1.289)	(976)	-	-	2.288	1.445
Downstream	2.390	2.422	(8)	(9)	-	-	2.382	2.413
Corporación y otros	(134)	(128)	16	12	-	-	(118)	(116)
EBITDA	5.833	4.715	(1.281)	(973)	-	-	4.552	3.742
EBITDA a CCS	5.459	4.781	(1.281)	(973)	374	(66)	4.552	3.742

	Tercer trimestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	1.288	755	(431)	(334)	-	-	857	421
Downstream	741	904	(4)	(4)	-	-	737	900
Corporación y otros	(7)	(52)	(38)	12	-	-	(45)	(40)
EBITDA	2.022	1.607	(473)	(326)	-	-	1.549	1.281
EBITDA a CCS	1.930	1.587	(473)	(326)	92	20	1.549	1.281

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

ROACE:

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

El **ROACE** (*"Return on average capital employed"*) se calcula como: (Resultado Neto Ajustado, excluyendo el Resultado Financiero + Efecto Patrimonial + Resultados Específicos)¹ / (Capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas). El **Capital empleado** mide el capital invertido en la compañía de origen propio y ajeno, y se corresponde con el Total Patrimonio Neto + la **Deuda neta**. Incluye el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

¹ Repsol ha modificado en 2018 el cálculo del ROACE para que éste considere los "*Resultados específicos*", mejorando así la comparabilidad con otras compañías del sector. Se ha adaptado la información correspondiente del periodo comparativo.

NUMERADOR	9M 2018	9M 2017		
Resultado de explotación (NIIF-UE)	2.731	1.910		
Reclasificación de Negocios Conjuntos	593	353		
Impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(1.370)	(628)		
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	39	38		
I. Resultado ROACE a coste medio ponderado	1.993	2.746 ⁽²⁾	1.673	2.261 ⁽²⁾
DENOMINADOR (Millones de euros)				
Total Patrimonio Neto		31.523		30.056
Deuda Financiera Neta		2.304		6.972
Capital empleado a final del periodo		33.827		37.028
II. Capital empleado medio ⁽³⁾				
		33.467		34.907
ROACE (I/II)		8,2		6,5

⁽¹⁾ No incluye el impuesto sobre beneficios correspondiente al resultado financiero.

⁽²⁾ Magnitud anualizada por mera extrapolación de los datos del periodo (salvo por los Resultados específicos).

⁽³⁾ Corresponde a la media de saldo del capital empleado al inicio y al final del periodo de operaciones continuadas.

2. Medidas de caja

Flujo de caja de las operaciones, flujo de caja libre, caja generada y liquidez:

Las tres principales medidas utilizadas por parte de la Dirección del Grupo para evaluar la generación de caja del periodo son el **Flujo de caja de las operaciones (FCO)**, el **Flujo de caja libre** y la **Caja generada**.

El **Flujo de caja las operaciones** mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y se calcula como: EBITDA +/- Cambios en el capital corriente (o también denominado Fondo de Maniobra) + Cobro de dividendos + Cobros/-pagos por impuesto de beneficios + Otros cobros/-pagos de actividades de explotación.

El **Flujo de caja libre (FCL)** mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y de inversión y se utiliza para evaluar los fondos disponibles para pagar dividendos a los accionistas y para atender el servicio de la deuda.

La **Caja generada** corresponde con el **Flujo de caja libre** una vez deducidos tanto los pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio como los intereses netos y pagos por leasing y autocartera. Esta MAR mide los fondos generados por la Compañía antes de operaciones financieras (principalmente de emisiones y cancelaciones).

A continuación, se presenta la reconciliación del *Flujo de caja libre* y la *Caja generada* con los Estados de Flujos de Efectivo consolidados preparados bajo NIIF-UE:

	Nueve meses acumulado					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	3.351	3.577	(532)	(309)	2.819	3.268
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	1.849	(1.901)	(1.140)	-	709	(1.901)
Flujo de caja libre (I+II)	5.200	1.676	(1.672)	(309)	3.528	1.367
Caja generada	3.723	708	(1.669)	(307)	2.054	401
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(4.523)	(1.764)	1.695	298	(2.828)	(1.466)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	677	(88)	23	(11)	700	(99)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	4.820	4.918	(219)	(231)	4.601	4.687
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5.497	4.830	(196)	(242)	5.301	4.588

	Tercer trimestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	1.625	1.402	(175)	(216)	1.450	1.186
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(731)	(669)	45	(114)	(686)	(783)
Flujo de caja libre (I+II)	894	733	(130)	(330)	764	403
Caja generada	350	436	(131)	(332)	219	104
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(1.308)	(845)	123	313	(1.185)	(532)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	(414)	(112)	(7)	(17)	(421)	(129)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	5.911	4.942	(189)	(225)	5.722	4.717
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5.497	4.830	(196)	(242)	5.301	4.588

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

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

	Nueve meses acumulado					
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos		NIIF-UE	
	Sep - 2018	Dic - 2017	Sep - 2018	Dic - 2017	Sep - 2018	Dic - 2017
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.497	4.820	(196)	(219)	5.301	4.601
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	2.346	2.503	-	-	2.346	2.503
Depósitos a plazo con disponibilidad inmediata ⁽¹⁾	1.501	231	-	-	1.501	231
Liquidez	9.345	7.554	(196)	(219)	9.148	7.335

⁽¹⁾ Repsol contrata depósitos a plazo pero con disponibilidad inmediata que se registran en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" (ver Nota 4.2) y que no cumplen con los criterios contables de clasificación como efectivo y equivalentes de efectivo.

Inversiones de explotación¹:

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

	Nueve meses acumulado					
	Inversiones de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	1.423	1.373	(261)	(298)	1.162	1.075
Downstream	560	445	(2)	(1)	558	444
Corporación y otros	36	25	-	(1)	36	24
TOTAL	2.019	1.843	(263)	(300)	1.756	1.543

	Tercer trimestre					
	Inversiones de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	523	467	(131)	(109)	392	358
Downstream	235	166	(3)	(1)	232	165
Corporación y otros	16	9	-	(7)	16	2
TOTAL	774	642	(134)	(117)	640	525

⁽¹⁾ Corresponde a los epígrafes "Pagos por inversiones" de los Estados de flujos de efectivo consolidados preparados bajo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a "Otros activos financieros".

3. Medidas de la situación financiera

Deuda y ratios de situación financiera:

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

¹ Repsol ha modificado su medida del esfuerzo inversor, anteriormente Inversiones netas (inversiones de explotación netas de las desinversiones) de acuerdo con la práctica general de la industria y para mejorar la comparabilidad con las compañías del sector, adaptando la información correspondiente al periodo comparativo.

	Deuda Neta			Reclasificación negocios conjuntos ⁽¹⁾			Magnitud según balance NIIF-UE		
	Sep-18	Dic-17	Sep-17	Sep-18	Dic-17	Sep-17	Sep-18	Dic-17	Sep-17
Activo no corriente									
Instrumentos financieros no corrientes ⁽²⁾	34	360	374	1.470	1.560	699	1.504	1.920	1.073
Activo corriente									
Otros activos financieros corrientes	1.725	254	238	(63)	3	1.122	1.662	257	1.360
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.497	4.820	4.830	(196)	(219)	(242)	5.301	4.601	4.588
Pasivo no corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros no corrientes	(6.511)	(7.611)	(8.155)	(2.750)	(2.469)	147	(9.261)	(10.080)	(8.008)
Pasivo corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros corrientes	(3.355)	(4.160)	(4.334)	(243)	(46)	(2.665)	(3.598)	(4.206)	(6.999)
Partidas no incluidas en balance									
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex tipo de cambio ⁽⁴⁾	306	70	75	(269)	-	-	37	70	75
DEUDA NETA	(2.304)	(6.267)	(6.972)				(4.355)	(7.438)	(7.911)

- (1) Incluye fundamentalmente la financiación neta del Grupo Repsol Sinopec Brasil desglosada en los siguientes epígrafes:
Septiembre 2018: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 52 millones de euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.772 millones de euros, minorado en 145 millones de euros por préstamos con terceros).
Diciembre 2017: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 28 millones de euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.624 millones de euros, minorado en 275 millones de euros por préstamos con terceros).
Septiembre 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) Corresponde al epígrafe "Activos financieros no corrientes" del balance de situación consolidado sin considerar los instrumentos de patrimonio.
- (3) No incluye los saldos correspondientes a los arrendamientos financieros.
- (4) En este epígrafe se elimina el valor neto a mercado por derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio.

La **Deuda Bruta** es una magnitud utilizada para analizar la solvencia del Grupo, e incluye los pasivos financieros y el neto de la valoración a mercado de los derivados de tipo de cambio.

	Deuda Bruta			Reclasif. negocios conjuntos			Magnitud según balance NIIF-UE		
	Sep-18	Dic-17	Sep-17	Sep-18	Dic-17	Sep-17	Sep-18	Dic-17	Sep-17
Pasivos financieros corrientes	(3.309)	(4.133)	(4.311)	(242)	(45)	(2.664)	(3.551)	(4.178)	(6.975)
Valoración neta a mercado de derivados financieros de tipo de cambio corrientes	64	(9)	7	-	-	-	64	(9)	7
Deuda Bruta corriente	(3.245)	(4.142)	(4.304)	(242)	(45)	(2.664)	(3.487)	(4.187)	(6.968)
Pasivos Financieros no corrientes	(6.463)	(7.542)	(8.080)	(2.750)	(2.470)	146	(9.213)	(10.012)	(7.934)
Deuda Bruta no corriente	(6.463)	(7.542)	(8.080)	(2.750)	(2.470)	146	(9.213)	(10.012)	(7.934)
DEUDA BRUTA	(9.708)	(11.684)	(12.384)	(2.993)	(2.515)	(2.517)	(12.701)	(14.199)	(14.901)

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

- El **Apalancamiento** corresponde a la **Deuda Neta** dividida por el **Capital empleado** a cierre del periodo. Este ratio sirve para determinar la estructura financiera y el nivel de endeudamiento relativo sobre el capital aportado por los accionistas y entidades que proporcionan financiación. Es la principal medida para evaluar y comparar con otras compañías de Oil & Gas la situación financiera de la compañía.
- La **Cobertura de la deuda** corresponde a la **Deuda Neta** dividida por el **EBITDA** y permite evaluar la capacidad de la compañía de devolución de la financiación ajena en número de años (x veces), así como su comparación con otras compañías del sector.

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

La **Cobertura de intereses** se calcula como los intereses de la deuda (que se compone de los ingresos y los gastos financieros, ver Nota 22 “*Resultado financiero*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2017) divididos por el EBITDA. Este ratio es una medida que permite determinar la capacidad de la compañía para atender los pagos por intereses con su EBITDA.

Nueve meses acumulado						
Millones de euros	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. Negocios Conjuntos		Magnitud según Balance NIIF - UE	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Intereses	215	268	(44)	(49)	171	219
EBITDA	5.833	4.715	(1.281)	(973)	4.552	3.742
Cobertura de intereses	3,7%	5,7%			3,8%	5,9%

Tercer trimestre						
Millones de euros	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. Negocios Conjuntos		Magnitud según Balance NIIF - UE	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Intereses	71	85	(13)	(15)	57	70
EBITDA	2.022	1.607	(473)	(326)	1.549	1.281
Cobertura de intereses	3,5%	5,3%			3,7%	5,5%