

Resultados 4T y Año 2018

28 de febrero de 2019



ÍNDICE

Objetivos 2018 cumplidos. Objetivos estratégicos 2020 en curso	2
Principales magnitudes	6
Resultados año 2018	6
Resultados cuarto trimestre de 2018	8
Análisis de resultados por segmentos	9
Upstream	9
Downstream	12
Corporación y otros	14
Análisis de resultados: resultados específicos	15
Resultados específicos	15
Análisis de flujos de efectivo: estado de flujos de efectivo ajustado	16
Análisis de deuda neta: evolución de la deuda neta	17
Hechos destacados	18
Anexo I – Información financiera y magnitudes operativas por segmentos	22
Magnitudes operativas	29
Anexo II – Estados Financieros Consolidados	32
Anexo III – Conciliación magnitudes NON-GAAP a NIIF	36
Anexo IV – Bases de presentación	40
Bases de preparación de la información financiera	41



OBJETIVOS 2018 CUMPLIDOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS 2020 EN CURSO

2018 & 4T18 Indicadores clave de desempeño

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
Upstream	145	368	310	113,8	632	1.325	109,7
Downstream	446	336	485	8,7	1.877	1.583	(15,7)
Corporación y Otros	(3)	(116)	(163)	-	(378)	(556)	(47,1)
RESULTADO NETO AJUSTADO	588	588	632	7,5	2.131	2.352	10,4

Aspectos destacados de 2018: objetivos cumplidos

RESULTADO NETO AJUSTADO 2.352 M€ [+10%]

El **resultado neto ajustado** del año 2018 ascendió a 2.352 M€, un 10% superior al del año pasado.

DEUDA NETA 3.439 M€ [-45%]

La **deuda neta** del grupo finalizó el año en 3.439 M€. La sólida generación de caja operativa ha sido más que suficiente para cubrir los pagos por inversiones orgánicas, dividendos, recompra de acciones e intereses.

Moody's Investors Service anunció una mejora de la calificación crediticia a largo plazo de Repsol desde Baa2 a Baa1, con perspectiva estable, S&P Global Ratings y Fitch Ratings confirmaron la calificación crediticia a largo plazo de Repsol en BBB y mejoraron su perspectiva de estable a positiva.

INVERSIONES 3.874 M€ [+32%]

Las **inversiones** alcanzaron los 3.874 M€: 1.973 M€ en Upstream, 1.831 M€ en Downstream y 70 M€ en Corporación y Otros.

EBITDA A CCS 7.619 M€ [+16%]

El **EBITDA a CCS** en el año 2018 fue de 7.619 M€, un 16% superior en comparación con 2017.

PRODUCCIÓN 715 Kbp/d [+3%]

La **producción** media de Upstream se situó en 715 Kbp/d, lo que supone un aumento de 21 Kbp/d con respecto al 2017. Esto se debió principalmente al incremento de la producción tras la puesta en marcha de nuevos proyectos como Reggane (Argelia), Juniper y TROC (Trinidad y Tobago), Monarb (Reino Unido), Sagari (Perú) y Kinabalu y Bunga Pakma (Malasia), así como a la adquisición de Visund (Noruega), a la conexión de nuevos pozos en Marcellus (EEUU) y al incremento de la producción en Libia.

REMUNERACIÓN AL ACCIONISTA +14,7 % en 2018

La **remuneración al accionista** se incrementó en un 14,7% y se realizó con éxito una reducción de capital, ejecutada con el objetivo de compensar la dilución asociada a los *scrip dividends*.

BREAKEVEN FCF ORGÁNICO EN 2018 54 USD/BBL

Aspectos destacados del 4T18

El **resultado neto ajustado** del cuarto trimestre de 2018 ascendió a 632 M€, un 7% superior al del mismo trimestre de 2017.

UPSTREAM **310 M€ [+114%]**

El resultado neto ajustado de **Upstream** se ha situado en 310 M€, 165 M€ superior al del mismo trimestre de 2017, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo (60,4 usd/Bbl vs 56,6 USD/Bbl) y gas (3,8 Kscf/d vs 3,0 Kscf/d), a unos menores costes exploratorios y a una menor amortización técnica. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores impuestos como consecuencia de un mejor resultado operativo.

DOWNSTREAM **485 M€ [+9%]**

En **Downstream**, el resultado neto ajustado fue de 485 M€, un 9% superior al del mismo período del año anterior debido principalmente a los mayores resultados en Refino, Perú y los negocios de Trading y Gas. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores impuestos.

CORPORACIÓN Y OTROS **-163 M€**

En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue de -163 M€, en comparación con los -3 M€ del mismo periodo de 2017. Los menores costes corporativos y los menores gastos por intereses financieros no fueron capaces de compensar los mayores resultados por las posiciones de tipo de cambio generados en el mismo período del año anterior.

Objetivos estratégicos 2020 en curso



UPSTREAM

- Punto de equilibrio** En 2018 el punto de equilibrio del flujo de caja libre se situó por **debajo de los 50 USD/Bbl**.
- Flujo de caja operativo** El flujo de caja operativo de 2018 **ha sido superior en aproximadamente 1.100 M€ en comparación con 2017**. Esta mejora incluye la mejor producción, los mayores precios de realización de crudo y gas y las mejoras del programa de Eficiencias y Digitalización. Esto fue parcialmente compensado por un incremento del Fondo de Maniobra.
- Gestión del portafolio** Repsol ha **desinvertido** la posición en Midcontinent (EEUU), se han abandonado Angola, Gabón y Rumanía y, por otro lado, se han **adquirido** Visund y Mikkel en Noruega.

Desarrollo de nuevos proyectos

- Comienzo del desarrollo de **Buckskin**. El inicio de la producción se espera durante la segunda mitad de 2019.
- La Fase 1 del desarrollo de **Akacias** (bloque CPO-9) en Colombia fue aprobada.
- Las autoridades noruegas aprobaron el plan de desarrollo de **YME**.
- Se autorizaron dos nuevos proyectos *offshore* de gas en Trinidad: la unidad de compresión de **Cassia** y **Matapal**.
- La puesta en marcha, en Trinidad y Tobago, de la producción de gas en **Angelin** se materializó en el primer trimestre de 2019.



DOWNSTREAM

Refino

Repsol se encuentra bien posicionada para beneficiarse de la **futura regulación IMO**. Continuamos trabajando en la optimización de nuestras operaciones de refino con el objetivo de maximizar la captura de valor en 2020.

Lubricantes

Repsol se asoció con Bardahl para producir y distribuir lubricantes en México así como en otros países de América, reafirmando la **estrategia de internacionalización** del negocio. Actualmente, estamos produciendo en México lubricantes bajo la marca Repsol.

Marketing

- Durante el año se inauguraron las primeras estaciones de servicio en **México** con el objetivo de alcanzar una **cuota de mercado del 8%-10% en los siguientes cinco años**. En la actualidad, Repsol cuenta con más de 180 estaciones de servicio operativas englobadas dentro de los 240 contratos ya firmados.
- A su vez se adquirieron las **estaciones de servicio de Puma Energy en Perú**, incrementando el volumen de ventas en un 10%.
- **Waylet**, nuestra aplicación móvil de pago gratuita se lanzó en 2017 y en 2018 alcanzó el millón de usuarios y en torno a los 7 millones de pagos registrados en nuestras estaciones de servicio. Se han firmado acuerdos con 2.400 tiendas y 3.350 estaciones de servicio.
- Repsol y Kia lanzaron **Wible**, un nuevo servicio de vehículo compartido en Madrid que cuenta con 500 vehículos.

Negocio de bajas emisiones

En Repsol estamos **cumpliendo rápidamente con nuestro objetivo de crecimiento de negocio**, avanzando en la transición energética:

- La **transacción de los activos de Viesgo** se completó a principios de noviembre.
- Adquirimos **Valdesolar** Hive S.L., obteniendo permisos para desarrollar un proyecto solar con 264 MW en España.

- Repsol participa en el proyecto **Windfloat** Atlantic, un parque de energía eólica offshore que cuenta con tres aerogeneradores de última generación y una capacidad de 25MW.
- Todo ello permitirá a Repsol alcanzar **más del 70 por ciento** del objetivo de 4,5 GW de activos no regulados de generación de bajas emisiones en 2025.



EFICIENCIAS Y DIGITALIZACIÓN

Ahorros Sostenibles 2020

Las iniciativas del programa de Eficiencias y Digitalización ya implantadas generarán **alrededor de 350 millones de euros de impacto positivo** en el flujo de caja de las operaciones de **2020**.

En **Upstream**, la mejora proviene principalmente de la implantación de iniciativas que reducen los costes de mantenimiento, logística y desmantelamiento, así como de iniciativas de comercialización de gas. Destaca la gestión de los activos en Reino Unido, puesto que las mejoras introducidas tanto en materia operativa como de gestión han supuesto alrededor de un 10% de las eficiencias del programa en 2018.

En **Downstream**, los ahorros generados se han originado principalmente como consecuencia de la implementación de iniciativas transversales de gestión integrada de los negocios, así como de iniciativas de digitalización de procesos y optimización de cargas de crudos.

En **Corporación** se ha logrado ser más eficiente con un coste un 6% inferior al previsto.

Ahorros en Capex

Adicionalmente, este programa ha contribuido a una gestión eficaz de las inversiones, generando **eficiencias de aproximadamente 250 millones de dólares** respecto a las cifras presupuestadas para 2018. Estos ahorros en Capex corresponden a mejoras en el programa de perforación, a una mejor ejecución de proyectos, a la gestión de contratos y a la implementación de nuevas tecnologías.

PRINCIPALES MAGNITUDES¹

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
Upstream	145	368	310	113,8	632	1.325	109,7
Downstream	446	336	485	8,7	1.877	1.583	(15,7)
Corporación y Otros	(3)	(116)	(163)	-	(378)	(556)	(47,1)
RESULTADO NETO AJUSTADO	588	588	632	7,5	2.131	2.352	10,4
Efecto Patrimonial	154	67	(337)	-	104	(68)	-
Resultado Específico	(204)	(30)	(125)	38,7	(114)	57	-
RESULTADO NETO	538	625	170	(68,4)	2.121	2.341	10,4

Magnitudes económicas (millones de euros)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
EBITDA	2.008	2.022	1.680	(16,3)	6.723	7.513	11,8
EBITDA CCS	1.799	1.930	2.160	20,1	6.580	7.619	15,8
INVERSIONES	1.093	774	1.855	69,7	2.936	3.874	31,9
DEUDA NETA	6.267	2.304	3.439	(45,1)	6.267	3.439	(45,1)
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)	0,87	0,30	0,40	(54,3)	0,95	0,45	(52,6)

Magnitudes operativas	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	257	250	263	2,3	255	261	2,4
PRODUCCIÓN DE GAS (*) (Millones scf/d)	2.572	2.476	2.576	0,2	2.468	2.550	3,3
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	715	691	722	1,0	695	715	3,0
PRECIO DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	56,6	66,9	60,4	6,7	49,6	63,9	28,8
PRECIO DE REALIZACIÓN GAS (\$/Miles scf)	3,0	3,3	3,8	26,7	2,9	3,4	17,2
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	97,1	96,3	94,2	(3,0)	93,6	92,9	(0,7)
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	113,1	108,9	109,5	(3,2)	104,4	106,6	2,1
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	6,9	6,7	6,2	(10,1)	6,8	6,7	(1,5)

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

Resultados año 2018

El **resultado neto ajustado** del año 2018 ascendió a 2.352 M€, un 10% superior al del año pasado. El **resultado neto** se situó en 2.341 M€, también un 10% superior comparado con el año anterior.

Los resultados acumulados por cada segmento de operación se resumen a continuación:

- El resultado neto ajustado de **Upstream** se situó en 1.325 M€, 693 M€ superior al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a unos mayores precios de realización de crudo y gas, a unos mayores volúmenes y a una menor amortización técnica. Estos efectos fueron parcialmente

¹ La información comparativa de resultados del 2017 contenida a lo largo de este documento incluye las modificaciones necesarias en relación a la venta de la participación en Naturgy (ver "Anexo IV - Bases de presentación" de este documento).

compensados por un impacto negativo de la depreciación del dólar frente al euro y mayores impuestos como consecuencia de un mejor resultado operativo.

La **producción** media de Upstream se situó en 715 Kbp/d, lo que supone un aumento de 21 Kbp/d con respecto al 2017. Esto se debió principalmente al incremento de la producción tras la puesta en marcha de nuevos proyectos como Reggane (Argelia), Juniper y TROC (Trinidad y Tobago), Monarb (Reino Unido), Sagari (Perú) y Kinabalu y Bunga Pakma (Malasia), así como a la adquisición de Visund (Noruega), a la conexión de nuevos pozos en Marcellus (EEUU) y al incremento de la producción en Libia. Todo ello parcialmente compensado por la venta de activos, principalmente SK (Rusia) y MidContinent (EEUU) así como al declino natural de los campos y una menor demanda de gas en Venezuela.

El **Ratio de Reemplazo de Reservas orgánico** en 2018 se situó en un 87%. A su vez, el Ratio de Reemplazo de Reservas total en 2018 se situó en un 94%.

- En **Downstream**, el beneficio neto ajustado fue de 1.583 M€, un 16% inferior respecto al año anterior, principalmente debido a los menores márgenes y menores volúmenes en el negocio de la Química y a la menor contribución del negocio de Refino en España y en Perú. Estos efectos fueron parcialmente compensados por los mejores resultados en los negocios comerciales (Marketing y GLP) así como por el buen comportamiento en los negocios de Trading y Gas.
- En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue de -556 M€ en comparación con los -378 M€ del 2017. En Corporación y ajustes, el resultado neto ajustado estuvo en línea con el mismo periodo del año anterior. En el Resultado Financiero, los menores gastos por intereses financieros no fueron capaces de compensar el impacto de la mayor actualización financiera de provisiones, los menores intereses capitalizados y las mayores ganancias realizadas por posiciones de tipo de cambio en 2017.

El **EBITDA a CCS** en el año 2018 fue de 7.619 M€, un 16% superior en comparación con el mismo período de 2017.

La **sólida generación de caja operativa** ha sido más que suficiente para cubrir los pagos por inversiones orgánicas, dividendos, recompra de acciones e intereses durante el 2018. El buen comportamiento de los negocios junto con la desinversión de Naturgy permitió reducir la deuda neta hasta los 3.439 M€, inferior en 2.828 M€ respecto al cierre de 2017.

El **ratio de deuda neta sobre capital empleado** se situó en el 10% a cierre de 2018.

Las iniciativas del programa de Eficiencias y Digitalización ya implantadas generarán **alrededor de 350 millones de euros de impacto positivo** en el flujo de caja de las operaciones de **2020**.

- En **Upstream**, la mejora proviene principalmente de la implantación de iniciativas que reducen los costes de mantenimiento, logística y desmantelamiento, así como de iniciativas de comercialización de gas. Destaca la gestión de los activos en Reino Unido, puesto que las mejores introducidas tanto en materia operativa como de gestión han supuesto alrededor de un 10% de las eficiencias del programa en 2018.
- En **Downstream**, los ahorros generados se han originado principalmente como consecuencia de la implementación de iniciativas transversales de gestión integrada de los negocios, así como de iniciativas de digitalización de procesos y optimización de cargas de crudos.
- En **Corporación** se ha logrado ser más eficiente con un coste un 6% inferior al previsto.

Adicionalmente, este programa ha contribuido a una gestión eficaz de las inversiones, generando **eficiencias de aproximadamente 250 millones de dólares** respecto a las cifras presupuestadas para 2018. Estos ahorros en Capex corresponden a mejoras en el programa de perforación, a una mejor ejecución de proyectos, a la gestión de contratos y a la implementación de nuevas tecnologías

Resultados cuarto trimestre de 2018

El **resultado neto ajustado** del cuarto trimestre de 2018 ascendió a 632 M€, un 7% superior al del mismo trimestre del 2017. El **resultado neto** alcanzó los 170 M€, 368 M€ inferior respecto al cuarto trimestre de 2017.

Los resultados trimestrales por cada segmento de negocio se resumen a continuación:

- El resultado neto ajustado de **Upstream** en el cuarto trimestre de 2018 se ha situado en 310 M€, 165 M€ superior al del mismo trimestre de 2017, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, unos menores costes exploratorios y una menor amortización técnica. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores impuestos como consecuencia de un mejor resultado operativo.

La **producción** media de Upstream alcanzó 722 Kbp/d en el cuarto trimestre del 2018, 7 Kbp/d superior a la del mismo período de 2017 debido principalmente al incremento de la producción tras la puesta en marcha de nuevos proyectos como Reggane (Argelia), Sagari (Perú) y Kinabalu y Bunga Pakma (Malasia), así como a la adquisición de Visund (Noruega) y a la conexión de nuevos pozos en Marcellus (EEUU). Todo ello fue parcialmente compensado por la venta de activos, principalmente SK (Rusia) y MidContinent (EEUU) así como al declino natural de los campos, a la parada de la producción en Libia desde el 9 de diciembre de 2018 y a una menor demanda de gas en Venezuela.

- En **Downstream**, resultado neto ajustado fue de 485 M€, un 9% superior al del mismo período del año anterior debido principalmente a los mayores resultados en Refino, Perú y los negocios de Trading y Gas. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores impuestos.
- En **Corporación y otros**, el resultado neto ajustado fue de -163 M€, en comparación con los -3 M€ del mismo período de 2017. Los menores costes corporativos y los menores gastos por intereses financieros no fueron capaces de compensar los mayores resultados por las posiciones de tipo de cambio generados en el mismo período del año anterior.

El **EBITDA CCS** del cuarto trimestre de 2018 alcanzó 2.160 M€, un 20% superior al mismo período de 2017.

La **deuda neta** del Grupo a cierre del cuarto trimestre de 2018 se situó en 3.439 M€, 1.135 M€ superior respecto al cierre del tercer trimestre de 2018, debido principalmente al impacto del cierre de la adquisición de los activos de bajas emisiones de Viesgo por 732 M€ así como la finalización del programa de recompra de acciones propias que comenzó el 3 de septiembre. La sólida generación de caja operativa ha permitido cubrir los pagos por inversiones orgánicas, recompra de acciones e intereses.

ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTOS

Upstream

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	145	368	310	113,8	632	1.325	109,7
Resultado de las operaciones	326	640	638	95,7	1.009	2.514	149,2
Impuesto sobre beneficios	(191)	(281)	(336)	(75,9)	(408)	(1.211)	(196,8)
Resultado de participadas y minoritarios	10	9	8	(20,0)	31	22	(29,0)
EBITDA	1.086	1.288	1.224	12,7	3.507	4.801	36,9
INVERSIONES	716	523	550	(23,2)	2.089	1.973	(5,6)
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	58	44	53	(5,0)	40	48	8,0
Cotizaciones internacionales	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
Brent (\$/Bbl)	61,3	75,2	68,8	12,2	54,2	71,3	31,5
WTI (\$/Bbl)	55,3	69,4	59,3	7,2	50,9	64,9	27,5
Henry Hub (\$/MBtu)	2,9	2,9	3,6	24,1	3,1	3,1	0,0
Tipo de cambio medio (\$/€)	1,18	1,16	1,14	(3,4)	1,13	1,18	4,4
Precios de realización	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
CRUDO (\$/Bbl)	56,6	66,9	60,4	6,7	49,6	63,9	28,8
GAS (\$/Miles scf)	3,0	3,3	3,8	26,7	2,9	3,4	17,2
Exploración ^(*)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
G&A y amortización de bonos y sondeos secos	247	132	102	(58,7)	457	457	0,0
Producción	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
LÍQUIDOS (Miles de bbl/d)	257	250	263	2,3	255	261	2,4
GAS ^(**) (Millones scf/d)	2.572	2.476	2.576	0,2	2.468	2.550	3,3
TOTAL (Miles de bep/d)	715	691	722	1,0	695	715	3,0

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

El **resultado neto ajustado** de Upstream se ha situado en 310 M€, 165 M€ superior al del mismo trimestre de 2017, debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, unos menores costes exploratorios y una menor amortización técnica. Estos efectos fueron parcialmente compensados por unos mayores impuestos como resultado de un mejor 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 218 M€.
- El **efecto volumen** ha tenido un efecto positivo en el resultado operativo de 12 M€.
- Las **mayores regalías** han contribuido negativamente al resultado operativo en -51 M€.
- El menor **gasto exploratorio** ha supuesto un impacto positivo al resultado operativo de 142 M€.
- Las **amortizaciones** fueron 30 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 -145 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 de Upstream se situó en 722 Kbp/d en el cuarto trimestre del 2018, 7 Kbp/d superior a la del mismo período de 2017 debido principalmente al incremento de la producción tras la puesta en marcha de Reggane (Argelia), Sagari (Perú) y Kinabalu y Bunga Pakma (Malasia), así como a la adquisición de Visund (Noruega) y a la conexión de nuevos pozos en Marcellus (EEUU). Todo ello fue parcialmente compensado por la venta de activos, principalmente SK (Rusia) y MidContinent (EEUU) así como al declino natural de los campos, a la parada de la producción en Libia desde el 9 de diciembre de 2018 y a una menor demanda de gas en Venezuela.

Resultados acumulados

El **resultado neto ajustado** de Upstream se situó en 1.325 M€, 693 M€ superior al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a unos mayores precios de realización de crudo y gas, a unos mayores volúmenes y a una menor amortización técnica. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un impacto negativo de la depreciación del dólar frente al euro y mayores impuestos como resultado de un mejor resultado operativo.

La **producción** media de Upstream alcanzó 715 Kbp/d, lo que supone un aumento de 21 Kbp/d con respecto al 2017. Esto se debió principalmente al incremento de la producción tras la puesta en marcha de proyectos como Reggane (Argelia), Juniper y TROC (Trinidad y Tobago), Monarb (Reino Unido), Sagari (Perú) y Kinabalu y Bunga Pakma (Malasia), así como a la adquisición de Visund (Noruega), a la conexión de nuevos pozos en Marcellus (EEUU) y al incremento de la producción en Libia. Todo ello parcialmente compensado por la venta de activos, principalmente SK (Rusia) y MidContinent (EEUU) así como al declino natural de los campos y una menor demanda de gas en Venezuela.

Durante 2018 se finalizaron 21 pozos exploratorios y 1 pozo *appraisal*. 5 fueron declarados positivos (4 exploratorios y 1 *appraisal*), 1 se encuentra todavía en evaluación mientras que los restantes 16 pozos fueron declarados negativos.

La semana pasada Repsol, como operador, obtuvo noticias positivas del pozo Kaliberau Dalam situado en el bloque Sakakemang en Indonesia. La estimación preliminar es de, al menos, 2 billones de pies cúbicos de gas (TCF por sus siglas en inglés) de recursos recuperables, convirtiéndose en el mayor descubrimiento en Indonesia en los últimos 18 años. El consorcio realizará un pozo *appraisal* en los

próximos meses, convirtiéndose Indonesia en el foco de las inversiones exploratorias de Repsol en el Sudeste Asiático.

Adicionalmente se adquirieron, durante 2018, nuevas licencias exploratorias en México, Brasil, Noruega, Grecia, Indonesia, Bulgaria y Estados Unidos, en este último país, concretamente en el estado de Alaska, donde Repsol ha realizado importantes descubrimientos de hidrocarburos. Esto refuerza la estrategia para construir un potente portafolio exploratorio para más allá de 2020, centrado en las fortalezas de Repsol.

Inversiones de explotación

Las inversiones de explotación en Upstream durante el cuarto trimestre de 2018 ascendieron a 550 M€, inferior en 166 M€ a las del mismo periodo de 2017.

- Las **inversiones en desarrollo** representaron un 69% de la inversión total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (29%), Noruega (20%), Canadá (17%), Trinidad y Tobago (10%), Brasil (4%), Colombia (4%) e Indonesia (4%).
- Las **inversiones en exploración**, por otro lado, representaron un 25% del total y se realizaron fundamentalmente en Trinidad y Tobago (16%), Indonesia (15%), Bulgaria (9%), Estados Unidos (9%), Colombia (7%), Bolivia (5%), Grecia (5%) y Noruega (5%).

Las inversiones en Upstream durante el año 2018 ascendieron a 1.973 M€, inferior en 116 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 (13%), Trinidad y Tobago (10%), Perú (5%), Argelia (4%), Indonesia (4%), Vietnam (4%) y Malasia (4%).
- Las **inversiones en exploración**, por otro lado, representaron un 21% del total y se realizaron fundamentalmente en México (18%), Indonesia (10%), Trinidad y Tobago (10%), Bolivia (7%), Estados Unidos (6%), Brasil (5%), Rumanía (5%) y Noruega (5%).

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

Downstream

[Cifras no auditadas]

Resultados (millones de euros)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	446	336	485	8,7	1.877	1.583	(15,7)
Resultado de las operaciones	547	442	716	30,9	2.467	2.143	(13,1)
Impuesto sobre beneficios	(99)	(106)	(191)	(92,9)	(572)	(526)	8,0
Resultado de participadas y minoritarios	(2)	0	(40)	-	(18)	(34)	(88,9)
RESULTADO NETO RECURRENTE A COSTE MEDIO PONDERADO	600	403	148	(75,3)	1.981	1.515	(23,5)
Efecto patrimonial	154	67	(337)	-	104	(68)	-
EBITDA	964	741	469	(51,3)	3.386	2.859	(15,6)
EBITDA CCS	755	649	949	25,7	3.243	2.965	(8,6)
INVERSIONES	360	235	1.271	253,1	805	1.831	127,5
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	18	23	27	9,0	23	25	2,0
Magnitudes operativas	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
INDICADOR MARGEN DE REFINO ESPAÑA (\$/Bbl)	6,9	6,7	6,2	(10,1)	6,8	6,7	(1,5)
UTILIZACIÓN DESTILACIÓN REFINO ESPAÑA (%)	97,1	96,3	94,2	(3,0)	93,6	92,9	(0,7)
UTILIZACIÓN CONVERSIÓN REFINO ESPAÑA (%)	113,1	108,9	109,5	(3,2)	104,4	106,6	2,1
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	13.323	13.303	13.246	(0,6)	51.836	51.766	(0,1)
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	708	622	674	(4,8)	2.855	2.610	(8,6)
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	378	241	350	(7,4)	1.375	1.330	(3,3)
COMERCIALIZACIÓN GN NORTEAMÉRICA (TBtu)	120,5	131,0	131,3	9,0	496,2	520,2	4,8
Cotizaciones internacionales (\$/Mbtu)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
Henry Hub	2,9	2,9	3,6	24,1	3,1	3,1	0,0
Algonquin	5,3	3,0	5,0	(5,7)	3,7	4,8	29,7

El **resultado neto ajustado** del Downstream en el cuarto trimestre de 2018 ha ascendido a 485 M€, superior en 39 M€ respecto al del cuarto trimestre de 2017.

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

- En **Refino**, el resultado operativo fue superior en 13 M€ debido principalmente al buen comportamiento de los márgenes en Perú. En España, la mayor fortaleza de los diferenciales de destilados medios no fue capaz de compensar el estrechamiento de los diferenciales de las gasolinas, los mayores costes energéticos y el estrechamiento de los diferenciales entre crudos ligeros y pesados en el indicador de margen de refino.

- En **Química**, resultado en línea con el cuarto trimestre del año anterior gracias al buen comportamiento de los márgenes.
- En los negocios comerciales, **Marketing, Lubricantes y GLP**, el resultado de las operaciones se situó en línea con respecto al cuarto trimestre de 2017 principalmente por una mayor contribución del segmento regulado del negocio de GLP, compensado por el crecimiento de nuestra posición en México.
- En los negocios de **Trading y Gas** el resultado operativo fue 92 M€ superior al del cuarto trimestre del 2017, debido principalmente a unos mayores márgenes en la comercialización y *trading* de gas en América del Norte.
- La **apreciación del dólar con respecto al euro** ha contribuido positivamente al resultado operativo en 15 M€.
- Los **resultados de otras actividades, de sociedades participadas y minoritarios, y los impuestos** explican el resto de la variación.

Resultados acumulados

El **resultado neto ajustado** del Downstream se situó en 1.583 M€ en 2018, un 16% inferior respecto al año anterior, principalmente debido a los menores márgenes y menores volúmenes en el negocio de la Química y a la menor contribución del negocio de Refino en España y en Perú. Estos efectos fueron parcialmente compensados por los mejores resultados en los negocios comerciales (Marketing y GLP) así como por el buen comportamiento en los negocios de Trading y Gas.

Inversiones de explotación

Las **inversiones de explotación** en Downstream durante el cuarto trimestre y el año 2018 ascendieron a 1.271 M€ y 1.831 M€ respectivamente.

Corporación y otros

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
RESULTADO NETO AJUSTADO	(3)	(116)	(163)	-	(378)	(556)	(47,1)
Resultado de Corporación y ajustes	(66)	(29)	(54)	18,2	(262)	(261)	0,4
Resultado financiero	(17)	(115)	(172)	-	(356)	(462)	(29,8)
Impuesto sobre beneficios	82	28	63	(23,2)	242	168	(30,6)
Resultado de participadas y minoritarios	(2)	0	0	-	(2)	(1)	50,0
EBITDA	(42)	(7)	(13)	69,0	(170)	(147)	13,5
INTERESES NETOS	(82)	(71)	(73)	11,0	(350)	(288)	17,7
INVERSIONES	17	16	34	100,0	42	70	66,7
TIPO IMPOSITIVO EFECTIVO (%)	(98)	(20)	(28)	70,0	(39)	(23)	16,0

Corporación y ajustes

El resultado de **Corporación y ajustes** en el cuarto trimestre de 2018 ascendió a un gasto neto de 54 M€, el cual compara con un gasto neto de 66 M€ durante el mismo periodo de 2017. Los menores gastos netos corporativos, así como los ajustes de consolidación positivos por operaciones intragrupo, compensaron unos mayores gastos por actividades de seguros.

Durante el año 2018 el gasto neto de **Corporación y ajustes** ascendió a 261 M€ en línea con el mismo periodo de 2017.

Resultado financiero

El **resultado financiero** del cuarto trimestre de 2018 fue negativo en 172 M€, comparable con un resultado negativo de 17 M€ en el cuarto trimestre de 2017. Los menores gastos por intereses y el mayor resultado derivado de la gestión de posiciones de tipo de interés no fueron capaces de compensar los mayores resultados por las posiciones de tipo de cambio generados en el mismo periodo del año anterior, un mayor gasto por la actualización financiera de provisiones y unos menores intereses capitalizados.

El **resultado financiero** del año 2018 fue negativo en 462 M€, comparable con un resultado negativo de 356 M€ en el mismo periodo de 2017. Los menores gastos por intereses de la deuda y los mejores resultados por posiciones de tipo de interés y autocartera no fueron capaces de compensar un mayor gasto por la actualización financiera de provisiones, el menor ingreso por intereses capitalizados y las mayores ganancias realizadas por posiciones de tipo de cambio en 2017.

ANÁLISIS DE RESULTADOS: RESULTADOS ESPECÍFICOS

Resultados específicos

(Cifras no auditadas)

Resultados (millones de euros)	4T 2017	3T 2018	4T 2018	% Variación 4T18/4T17	Acumulado 2017	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
Desinversiones	(72)	52	24	-	(51)	83	-
Reestructuración de plantilla	(12)	(25)	(13)	(8,3)	(64)	(55)	14,1
Deterioros	(612)	(2)	(559)	8,7	(635)	(684)	(7,7)
Provisiones y otros	377	(55)	423	12,2	362	301	(16,9)
Operaciones interrumpidas	115	0	0	-	274	412	50,4
RESULTADOS ESPECÍFICOS	(204)	(30)	(125)	38,7	(114)	57	-

Los **resultados específicos** en el cuarto trimestre de 2018 fueron negativos en 125 M€ en comparación un resultado negativo de 204 M€ en el mismo periodo en 2017 y corresponden principalmente a provisiones por deterioro de activos de Upstream, provisiones por riesgo de crédito, especialmente en Venezuela, parcialmente compensadas por aplicación de provisiones de abandono y de riesgos fiscales en Upstream.

Los **resultados específicos** de 2018 alcanzaron una ganancia neta de 57 M€ y corresponden principalmente a la plusvalía por la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A., los saneamientos extraordinarios en Venezuela y en activos de Upstream y los resultados extraordinarios por diferencias de tipo de cambio y por aplicación de provisiones de abandono y de riesgos fiscales en Upstream.

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

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

(Cifras no auditadas)

	ENERO - DICIEMBRE	
	2017	2018
I. FLUJO DE CAJA DE LAS OPERACIONES		
EBITDA A CCS ¹	6.580	7.619
Cambios en el capital corriente	(608)	(912)
Cobros de dividendos	218	20
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(357)	(845)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(327)	(454)
	5.506	5.428
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones	(3.030)	(3.866)
Cobros por desinversiones	84	3.494
	(2.946)	(372)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	2.560	5.056
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(332)	(297)
Intereses netos	(544)	(458)
Autocartera	(293)	(1.595)
CAJA GENERADA EN EL PERIODO	1.391	2.706
Actividades de financiación y otros	(1.489)	(2.505)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(98)	201
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	4.918	4.820
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	4.820	5.021

(1) Incluye un efecto inventario antes de impuestos de -106 M€ y de 143 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)	4T 2018	Enero - Diciembre 2018
DEUDA NETA GRUPO AL INICIO DEL PERIODO	2.304	6.267
EBITDA A CCS	(2.160)	(7.619)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL ⁽¹⁾	(189)	912
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	89	845
INVERSIONES NETAS	2.237	388
DIVIDENDOS Y REMUNERACIONES DE OTROS INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	0	297
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	27	20
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS ⁽²⁾	1.131	2.329
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	3.439	3.439
	2018	
CAPITAL EMPLEADO OP. CONT. (M€)	34.353	
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO OP. CONT. (%)	10,0	
ROACE (%)	6,7	
DEUDA NETA / EBITDA A CCS (x)	0,45	

⁽¹⁾ Incluye un efecto de inventario antes de impuestos de -480 millones de euros y -106 millones de euros para el cuarto trimestre de 2018 y para el 2018 respectivamente.

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

La **deuda neta** del Grupo a cierre del cuarto trimestre de 2018 se situó en 3.439 M€, superior en 1.135 M€ respecto al cierre del tercer trimestre de 2018 donde destaca el impacto del cierre de la adquisición de los activos de bajas emisiones de Viesgo por 732 M€ así como la finalización del programa de recompra de acciones propias que comenzó el 3 de septiembre. La sólida generación de caja operativa ha sido más que suficiente para cubrir los pagos por inversiones orgánicas, recompra de acciones e intereses.

La **liquidez** del Grupo a cierre del cuarto trimestre de 2018 se situó aproximadamente en 8.742 M€ (incluyendo las líneas de créditos comprometidas no dispuestas) lo que supone 2,3 veces los vencimientos de deuda bruta en el corto plazo.

HECHOS DESTACADOS

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

UPSTREAM

- NOV. 2018** En noviembre de 2018 Repsol obtuvo 12 bloques exploratorios en la subasta de dominio minero 2018 (*Lease Sale*) de Alaska. Los bloques están situados al este (9 bloques) y al sur (3) de Pikka Unit.
- NOV. 2018** En noviembre de 2018 representantes del gobierno griego, la entidad pública de gestión de hidrocarburos, Repsol y Hellenic Petroleum (ELPE) suscribieron un contrato de concesión para el bloque exploratorio *offshore* Ionian, situado en el Mar Jónico. En los próximos meses el contrato debe ser ratificado por el parlamento heleno. Repsol y ELPE mantendrán un 50% W.I. de participación en el consorcio que explorará el área y dónde Repsol asumirá el papel de operador.
- DIC. 2018** En diciembre de 2018 el Consejo de Ministros español aprobó la prórroga por 10 años, hasta diciembre de 2028, de la concesión de la plataforma Casablanca después de que Repsol lo solicitara y cumpliera con todos los requisitos técnicos y administrativos. La plataforma Casablanca está situada a 43 km de las costas de Tarragona.
- DIC. 2018** En diciembre de 2018 el consorcio BpTT, formado por BP (70% W.I. y operador) y Repsol (30% W.I.) aprobó dos nuevos desarrollos para campos productivos de gas ya existentes situados en las aguas territoriales de Trinidad y Tobago: el proyecto de compresión de gas en Cassia y el proyecto Matapal.
- ENE. 2019** En enero de 2019 el Ministerio de Petróleo y Energía noruego anunció la adjudicación a Repsol Norge de una participación en tres nuevas licencias exploratorias y la extensión de una ya existente. Las nuevas licencias del Mar del Norte se ubican, tres en la gran cuenca Egersund y una en el Mar de Barents y reforzarán aún más la posición de Repsol en estas importantes áreas de interés.
- ENE. 2019** En enero de 2019 se hizo público que los últimos trabajos exploratorios llevados a cabo por Repsol en Alaska confirmaron la presencia de hidrocarburos en la parte sur de la unidad Pikka, donde se ha completado el primer pozo de delineación conocido como Pikka-B.
- FEB. 2019** En febrero de 2019 Repsol anunció que se había llegado a un acuerdo para la adquisición a Total de un 7,65% del campo Mikkel en Noruega, el cual produce actualmente 50.000 barriles de crudo equivalente al día en total.
- FEB. 2019** El 19 de febrero Repsol anunció el mayor descubrimiento de gas en Indonesia de los últimos 18 años, así como uno de los 10 mayores del mundo de los últimos doce meses. El pozo, denominado Kaliberau Dalam-2X (KBD-2X), está situado en el bloque onshore Sakakemang, en el sur de la isla de Sumatra. Repsol es la compañía operadora con el 45% de participación, y este descubrimiento cuenta con una estimación preliminar de, al menos, 2 billones de pies cúbicos de gas (TCF por sus siglas en inglés) de recursos recuperables.

DOWNSTREAM

NOV. 2018 El 2 de noviembre Repsol completó la compra de los activos de Viesgo y su comercializadora. La compañía completó la operación tras recibir todas las autorizaciones regulatorias necesarias y adquiere una capacidad de generación de bajas emisiones de 2.350 megavatios (MW) y una cartera de más de 750.000 clientes.

Para comercializar su nueva oferta energética, la compañía lanzó Repsol Electricidad y Gas, filial que estará presidida por María Victoria Zingoni y cuyo Consejero Delegado será Francisco Vázquez. La compañía se convierte en un actor relevante en el mercado español de generación de electricidad, con una capacidad total instalada de 2.950 MW y planes en marcha que suman 289 MW adicionales en Valdecaballeros (Extremadura) y Viana do Castelo (Portugal).

NOV. 2018 El 14 de noviembre Su Majestad el Rey de España, Felipe VI, el Presidente Constitucional de la República de Perú, Martín Vizcarra y el Presidente de Repsol S.A., Antonio Brufau inauguraron las nuevas Unidades de Producción de Gasolinas de Bajo Azufre en la Refinería La Pampilla. Con la puesta en marcha de las unidades de desulfuración de gasolina culmina el proceso inversor de 741 millones de dólares para producir combustibles (gasolina y diésel) de bajo contenido de azufre de acuerdo con los compromisos asumidos con el Estado por el sector refinero nacional.

CORPORACIÓN

OCT. 2018 29 de octubre de 2018, la agencia de calificación crediticia Fitch Ratings confirmó la calificación crediticia a largo plazo de Repsol en BBB y mejoró la perspectiva de su calificación de estable a positiva.

OCT. 2018 El 30 de octubre de 2018, el Consejo de Administración aprobó, previa propuesta de la Comisión de Nombramientos, el nombramiento por cooptación de Henri Philippe Reichstul como Consejero Externo de la Sociedad y como miembro de su Comisión Delegada.

Asimismo, el Consejo aprobó, previa propuesta de la Comisión de Nombramientos, proponer a la próxima Junta General Ordinaria de accionistas, entre los acuerdos que correspondan relativos a la composición del Consejo de Administración, la reelección en sus cargos del Presidente del Consejo de Administración, Antonio Brufau y del Consejero Delegado, Josu Jon Imaz, ambos por el plazo estatutario de cuatro años.

Finalmente, acordó también, a propuesta de la Comisión de Nombramientos, proponer a la próxima Junta General Ordinaria de accionistas reducir a 15 el número de miembros del Consejo de Administración.

OCT. 2018 El 31 de octubre de 2018 Repsol comunicó el calendario previsto de ejecución de la ampliación de capital liberada, aprobada en el marco del Programa "Repsol Dividendo Flexible" por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 11 de mayo de 2018, dentro del punto quinto de su Orden del Día, con la finalidad de su implantación

durante los meses de diciembre 2018 y enero de 2019.

NOV. 2018 El 8 de noviembre de 2018 finalizó el programa de recompra de acciones propias tras alcanzarse el número máximo de acciones a adquirir bajo dicho programa, esto es, 62.705.079 acciones.

NOV. 2018 El 14 de noviembre de 2018, Repsol informó que el Consejero Delegado, de conformidad con la delegación efectuada en su favor por el Consejo de Administración, acordó ejecutar la reducción de capital mediante la amortización de acciones propias aprobada por la Junta General de Accionistas de Repsol celebrada el 11 de mayo de 2018, dentro del punto sexto del orden del día.

Por consiguiente, el capital social de Repsol se redujo en 68.777.683 euros, mediante la amortización de 68.777.683 acciones propias, de un euro de valor nominal cada una de ellas. El capital social de la Sociedad resultante de la reducción quedó fijado en 1.527.396.053 euros, correspondientes a 1.527.396.053 acciones de un euro de valor nominal cada una.

NOV. 2018 El 28 de noviembre de 2018 el Consejo de Administración de Repsol aprobó el pago de una retribución a los accionistas en el marco del Programa Repsol Dividendo Flexible y en sustitución del que hubiese sido el tradicional dividendo a cuenta del ejercicio 2018, equivalente a 0,425 euros brutos por acción, bajo la fórmula del “Scrip Dividend” y sujeto a los correspondientes redondeos de conformidad con las fórmulas previstas en el acuerdo de aumento de capital de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 11 de mayo de 2018, dentro del punto quinto de su Orden del Día. Para ello, el Consejo de Administración acordó fijar el valor de mercado de la ampliación de capital (“Importe de la Opción Alternativa”) en 649.143.323 euros.

DIC. 2018 El 10 de diciembre de 2018, la agencia Moody’s Investors Service anunció un alza de la calificación crediticia a largo plazo de Repsol desde Baa2 a Baa1, con perspectiva estable.

DIC. 2018 El 12 de diciembre de 2018, la agencia S&P Global Ratings confirmó la calificación crediticia a largo plazo de Repsol en BBB y revisó a positiva su perspectiva.

DIC. 2018 El 18 de diciembre de 2018, Repsol, S.A. publicó el Documento Informativo de la ampliación de capital liberada, aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2018 dentro del punto quinto del Orden del Día, que se enmarca dentro del programa de retribución al accionista denominado “Repsol Dividendo Flexible”.

ENE. 2019 El 11 de enero de 2019, Repsol comunicó que, con fecha 9 de enero de 2019, finalizó el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita correspondientes al aumento de capital liberado a través del cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista “Repsol Dividendo Flexible”.

Los titulares de un 72,14% de los derechos de asignación gratuita (un total de 1.101.853.515 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol. Por tanto, el número definitivo de acciones ordinarias de un (1) euro de valor nominal unitario que se emitieron en el aumento de capital fue de 31.481.529, siendo el importe nominal del aumento 31.481.529 euros, lo que supone un incremento de aproximadamente el 2,06% sobre la cifra del capital social previa al aumento de capital.

ENE. 2019 El 14 de enero de 2019, Repsol puso en marcha el Plan de Adquisición de Acciones

2019 dirigido a los empleados en activo del Grupo Repsol en España que cumplan con los requisitos establecidos en sus condiciones generales y que voluntariamente decidan acogerse al Plan.

- ENE. 2019** El 21 de enero de 2019, Repsol publicó el “Trading Statement”, documento que proporciona información provisional correspondiente al cuarto trimestre y al año completo 2018, incluyendo datos sobre el entorno económico y datos operativos de la compañía durante estos periodos.
- ENE. 2019** El 28 de enero de 2019 Repsol informó que ese mismo día se hizo efectiva la exclusión de cotización de la acción de Repsol, S.A. en Argentina, de conformidad con lo acordado en la Resolución de la Comisión Nacional de Valores de Argentina del pasado 28 de diciembre de 2018.

Madrid, 28 de febrero de 2019

Hoy 28 de febrero de 2019 a las 12:30 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia para analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados del Grupo Repsol correspondientes al cuarto trimestre 2018 y año 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 desde el día de su celebración. Adicionalmente Repsol publica hoy las Cuentas Anuales e Informe de Gestión consolidados 2018, que estarán disponibles en la página web de Repsol y de la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores).



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

**4º TRIMESTRE
Y AÑO 2018**

RESULTADOS POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

(Cifras no auditadas)

Millones de euros	CUARTO TRIMESTRE 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	326	-	(191)	10	145	-	(143)	2
Downstream	547	-	(99)	(2)	446	154	(142)	458
Corporación y otros	(66)	(17)	82	(2)	(3)	-	81	78
TOTAL	807	(17)	(208)	6	588	154	(204)	538
TOTAL RESULTADO NETO							(204)	538

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	CUARTO 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	638	-	(336)	8	310	-	(190)	120
Downstream	716	-	(191)	(40)	485	(337)	40	188
Corporación y otros	(54)	(172)	63	-	(163)	-	25	(138)
TOTAL	1.300	(172)	(464)	(32)	632	(337)	(125)	170
TOTAL RESULTADO NETO							(125)	170

Millones de euros	ACUMULADO A DICIEMBRE 2017							
	Resultado de las operaciones	Resultado financiero	Impuesto sobre beneficios	Resultado de participadas y minoritarios	Resultado neto ajustado	Efecto Patrimonial	Resultados Específicos	Resultado Neto
Upstream	1.009	-	(408)	31	632	-	(151)	481
Downstream	2.467	-	(572)	(18)	1.877	104	(121)	1.860
Corporación y ajustes	(262)	(356)	242	(2)	(378)	-	158	(220)
TOTAL	3.214	(356)	(738)	11	2.131	104	(114)	2.121
TOTAL RESULTADO NETO							(114)	2.121

Millones de euros	ACUMULADO A DICIEMBRE 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	2.514	-	(1.211)	22	1.325	-	(326)	999
Downstream	2.143	-	(526)	(34)	1.583	(68)	25	1.540
Corporación y otros	(261)	(462)	168	(1)	(556)	-	358	(198)
TOTAL	4.396	(462)	(1.569)	(13)	2.352	(68)	57	2.341
TOTAL RESULTADO NETO							57	2.341

RESULTADO DE LAS OPERACIONES POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

(Cifras no auditadas)

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T17	3T18	4T18	2017	2018
UPSTREAM	326	640	638	1.009	2.514
Europa, África y Brasil	292	395	416	726	1.614
Latinoamérica - Caribe	189	179	206	594	726
Norteamérica	12	76	50	(58)	273
Asia y Rusia	65	145	88	251	465
Exploración y Otros	(232)	(155)	(122)	(504)	(564)
DOWNSTREAM	547	442	716	2.467	2.143
Europa	585	476	621	2.420	2.039
Resto del Mundo	(38)	(34)	95	47	104
CORPORACIÓN Y OTROS	(66)	(29)	(54)	(262)	(261)
TOTAL	807	1.053	1.300	3.214	4.396

RESULTADO NETO AJUSTADO POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

(Cifras no auditadas)

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T17	3T18	4T18	2017	2018
UPSTREAM	145	368	310	632	1.325
Europa, África y Brasil	135	231	179	355	768
Latinoamérica - Caribe	120	113	128	386	501
Norteamérica	7	57	40	(43)	212
Asia y Rusia	49	84	48	161	264
Exploración y Otros	(166)	(117)	(85)	(227)	(420)
DOWNSTREAM	446	336	485	1.877	1.583
Europa	471	359	418	1.852	1.500
Resto del Mundo	(25)	(23)	67	25	83
CORPORACIÓN Y OTROS	(3)	(116)	(163)	(378)	(556)
TOTAL	588	588	632	2.131	2.352

EBITDA POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

(Cifras no auditadas)

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T17	3T18	4T18	2017	2018
UPSTREAM	1.086	1.288	1.224	3.507	4.801
Europa, África y Brasil	434	583	548	1.214	2.159
Latinoamérica - Caribe	336	317	348	1.141	1.285
Norteamérica	182	183	176	670	686
Asia y Rusia	159	245	191	631	838
Exploración y Otros	(25)	(40)	(39)	(149)	(167)
DOWNSTREAM⁽¹⁾	964	741	469	3.386	2.859
Europa	969	754	399	3.235	2.697
Resto del Mundo	(5)	(13)	70	151	162
CORPORACIÓN Y OTROS	(42)	(7)	(13)	(170)	(147)
TOTAL⁽¹⁾	2.008	2.022	1.680	6.723	7.513
⁽¹⁾ EBITDA CCS M€					
DOWNSTREAM	755	649	949	3.243	2.965
TOTAL	1.799	1.930	2.160	6.580	7.619

INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN POR SEGMENTO Y ÁREA GEOGRÁFICA

(Cifras no auditadas)

Millones de euros	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T17	3T18	4T18	2017	2018
UPSTREAM	716	523	550	2.089	1.973
Europa, África y Brasil	168	85	126	437	442
Latinoamérica - Caribe	101	121	95	477	314
Norteamérica	196	204	188	564	659
Asia y Rusia	65	32	24	213	166
Exploración y Otros	186	81	117	398	392
DOWNSTREAM	360	235	1.271	805	1.831
Europa	291	185	1.121	632	1.578
Resto del Mundo	69	50	150	173	253
CORPORACIÓN Y OTROS	17	16	34	42	70
TOTAL	1.093	774	1.855	2.936	3.874

CAPITAL EMPLEADO POR SEGMENTO DE NEGOCIO

(Cifras no auditadas)

Millones de euros	ACUMULADO	
	dic.-17	dic.-18
Upstream	21.612	21.515
Downstream	9.749	11.338
Corporación y otros	1.745	1.500
TOTAL CAPITAL EMPLEADO	33.106	34.353
Capital empleado op. Interrumpidas	3.224	
TOTAL	36.330	34.353
		2018
ROACE (%)		6,7
ROACE a CCS (%)		6,9



MAGNITUDES OPERATIVAS

**4º TRIMESTRE
Y AÑO 2018**

MAGNITUDES OPERATIVAS DE UPSTREAM

	Unidad	1T 2017	2T 2017	3T 2017	4T 2017	Acumulado 2017	1T 2018	2T 2018	3T 2018	4T 2018	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	693	677	693	715	695	727	722	691	722	715	3,0
Producción de Líquidos	K Bep/día	258	253	252	257	255	269	263	250	263	261	2,4
Europa, África y Brasil	K Bep/día	121	120	123	127	123	139	134	129	133	134	9,1
Latinoamérica - Caribe	K Bep/día	60	59	58	56	58	52	53	51	54	53	(9,7)
Norteamérica	K Bep/día	51	49	48	49	49	50	47	44	50	48	(2,7)
Asia y Rusia	K Bep/día	27	25	24	26	25	28	28	26	27	27	8,1
Producción de Gas Natural	K Bep/día	435	424	441	458	440	458	459	441	459	454	3,3
Europa, África y Brasil	K Bep/día	15	15	16	18	16	28	28	28	42	31	94,4
Latinoamérica - Caribe	K Bep/día	229	229	243	254	239	249	252	234	235	242	1,5
Norteamérica	K Bep/día	125	123	123	129	125	128	127	125	130	127	1,9
Asia y Rusia	K Bep/día	65	57	59	57	60	53	51	54	53	53	(11,4)
Producción de Gas Natural	Millones scf/d	2.442	2.381	2.477	2.572	2.468	2.571	2.577	2.476	2.576	2.550	3,3

MAGNITUDES OPERATIVAS DE DOWNSTREAM

	Unidad	1T 2017	2T 2017	3T 2017	4T 2017	Acumulado 2017	1T 2018	2T 2018	3T 2018	4T 2018	Acumulado 2018	% Variación 2018/2017
CRUDO PROCESADO	M tep	10,9	11,6	12,4	12,3	47,4	11,6	10,9	12,1	11,9	46,6	(1,6)
Europa	M tep	9,6	10,2	11,1	11,0	41,9	10,2	9,9	10,9	10,6	41,6	(0,8)
Resto del Mundo	M tep	1,3	1,4	1,3	1,4	5,4	1,3	1,0	1,3	1,3	5,0	(7,7)
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	12.064	13.007	13.442	13.323	51.836	12.096	13.121	13.303	13.246	51.766	(0,1)
Ventas Europa	Kt	10.473	11.321	11.711	11.576	45.081	10.434	11.602	11.844	11.436	45.316	0,5
Marketing Propio	Kt	5.042	5.287	5.543	5.314	21.186	5.250	5.596	5.615	5.293	21.754	2,7
Productos claros	Kt	4.280	4.478	4.632	4.478	17.868	4.397	4.591	4.622	4.368	17.978	0,6
Otros productos	Kt	762	809	911	836	3.318	853	1.005	993	925	3.776	13,8
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	2.081	2.044	2.227	2.119	8.471	2.259	2.364	2.433	2.450	9.506	12,2
Productos claros	Kt	2.035	1.996	2.162	2.064	8.257	2.216	2.325	2.404	2.392	9.337	13,1
Otros productos	Kt	46	48	65	55	214	43	39	29	58	169	(21,0)
Exportaciones	Kt	3.350	3.990	3.941	4.143	15.424	2.925	3.642	3.796	3.693	14.056	(8,9)
Productos claros	Kt	1.172	1.580	1.734	1.947	6.433	1.147	1.394	1.689	1.673	5.903	(8,2)
Otros productos	Kt	2.178	2.410	2.207	2.196	8.991	1.778	2.248	2.107	2.020	8.153	(9,3)
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.591	1.686	1.731	1.747	6.755	1.662	1.519	1.459	1.810	6.450	(4,5)
Marketing Propio	Kt	523	566	605	594	2.288	599	695	635	752	2.681	17,2
Productos claros	Kt	481	502	543	551	2.077	550	637	594	692	2.473	19,1
Otros productos	Kt	42	64	62	43	211	49	58	41	60	208	(1,4)
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	353	327	356	357	1.393	331	325	327	375	1.358	(2,5)
Productos claros	Kt	288	273	291	291	1.143	256	241	249	249	995	(12,9)
Otros productos	Kt	65	54	65	66	250	75	84	78	126	363	45,2
Exportaciones	Kt	715	793	770	796	3.074	732	499	497	683	2.411	(21,6)
Productos claros	Kt	215	147	214	164	740	158	96	117	69	440	(40,5)
Otros productos	Kt	500	646	556	632	2.334	574	403	380	614	1.971	(15,6)
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	712	695	740	708	2.855	688	625	622	674	2.610	(8,6)
Europa	Kt	609	581	640	583	2.412	581	504	520	531	2.137	(11,4)
Básica	Kt	215	206	245	226	893	238	145	165	180	729	(18,4)
Derivada	Kt	393	374	395	357	1.519	343	360	356	351	1.408	(7,3)
Resto del Mundo	Kt	104	114	100	125	443	108	120	102	143	473	6,7
Básica	Kt	19	17	22	27	85	30	11	15	23	79	(6,7)
Derivada	Kt	85	98	78	98	358	77	109	87	121	394	9,9
GLP												
GLP comercializado	Kt	436	315	247	378	1.375	437	303	241	350	1.330	(3,2)
Europa	Kt	430	310	242	373	1.356	431	296	235	343	1.305	(3,8)
Resto del Mundo	Kt	5	5	4	4	19	6	6	6	7	26	34,5

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



**ANEXO II – ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

**4^o TRIMESTRE
Y AÑO 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 2017	DICIEMBRE 2018
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	2.764	3.011
Otro inmovilizado intangible	1.820	2.085
Inmovilizado material	24.600	25.431
Inversiones inmobiliarias	67	68
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	9.268	7.194
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.920	974
Otros	118	129
Activos por impuestos diferidos	4.057	3.891
Otros activos no corrientes	472	701
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta	22	6
Existencias	3.797	4.390
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.912	6.105
Otros activos corrientes	182	296
Otros activos financieros corrientes	257	1.711
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.601	4.786
TOTAL ACTIVO	59.857	60.778
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante y otros tenedores de instrumentos de patrimonio	29.793	30.628
Atribuido a los intereses minoritarios	270	286
PASIVO NO CORRIENTE		
Provisiones no corrientes	4.829	4.738
Pasivos financieros no corrientes	10.080	9.392
Pasivos por impuesto diferido	1.051	1.028
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	1.347	1.426
Otros	452	470
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	1	0
Provisiones corrientes	518	500
Pasivos financieros corrientes	4.206	4.289
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	195	197
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	7.115	7.824
TOTAL PASIVO	59.857	60.778

CUENTA DE RESULTADOS

(Millones de euros)

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

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - DICIEMBRE	
	4T17	3T18	4T18	2017	2018
Resultado de explotación	879	934	(278)	2.789	2.453
Resultado financiero	(44)	(95)	(109)	(312)	(173)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	388	201	659	630	1.053
Resultado antes de impuestos	1.223	1.040	272	3.107	3.333
Impuesto sobre beneficios	(791)	(406)	(112)	(1.220)	(1.386)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	432	634	160	1.887	1.947
Resultado atribuido a intereses minoritarios por op. continuadas	(9)	(9)	10	(40)	(18)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	423	625	170	1.847	1.929
Resultado de operaciones interrumpidas	115	0	0	274	412
RESULTADO NETO	538	625	170	2.121	2.341
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
Euros/acción(*)	0,33	0,38	0,10	1,29	1,45
USD/ADR	0,39	0,44	0,12	1,55	1,66
Nº medio acciones(**)	1.625.087.604	1.609.459.316	1.555.720.779	1.621.990.346	1.593.346.830
Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:	1,20	1,16	1,15	1,20	1,15

(*) En el cálculo del beneficio por acción se ha ajustado el gasto por intereses correspondiente a las obligaciones perpetuas subordinadas (7 M€ ddi a 4T 2017, 3T 2018 y 4T 2018).

(**) En diciembre 2017 y junio y diciembre 2018 se realizaron ampliaciones de capital como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible". 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 las 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.
En noviembre de 2018 se realizó una reducción de capital mediante amortización de 68.777.683 acciones propias. Actualmente el capital social emitido está formado por 1.558.877.582 acciones.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Millones de euros)

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

	ENERO - DICIEMBRE	
	2017	2018
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		
Resultado antes de impuestos	3.107	3.333
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	2.399	2.140
Otros ajustes del resultado (netos)	(253)	220
EBITDA	5.253	5.693
Cambios en el capital corriente	(110)	(389)
Cobros de dividendos ¹	511	472
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(320)	(762)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(221)	(435)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(30)	(725)
	5.113	4.579
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(327)	(807)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(2.300)	(2.661)
Otros activos financieros	(467)	(2.033)
Pagos por inversiones	(3.094)	(5.501)
Cobros por desinversiones ²	254	4.074
Otros flujos de efectivo	51	68
	(2.789)	(1.359)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Emisión de instrumentos de patrimonio propios	0	0
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(293)	(1.595)
Cobros por emisión de pasivos financieros	10.285	18.127
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(11.448)	(18.923)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(332)	(297)
Pagos de intereses	(537)	(454)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(36)	110
	(2.361)	(3.032)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	(49)	(3)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(86)	185
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	4.687	4.601
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	4.601	4.786

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

² Incluye en 2018 los flujos de efectivo de actividades interrumpidas por el cobro de la desinversión en Naturgy por importe de 3.816 millones de euros.



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

**4º TRIMESTRE
Y AÑO 2018**

RECONCILIACIÓN DEL RESULTADO AJUSTADO CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Cifras no auditadas)

CUARTO TRIMESTRE 2017						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	807	(257)	120	209	72	879
Resultado financiero	(17)	76	(103)	-	(27)	(44)
Resultado de participadas	13	376	(1)	-	375	388
Resultado antes de impuestos	803	195	16	209	420	1.223
Impuesto sobre beneficios	(208)	(195)	(336)	(52)	(583)	(791)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	595	-	(320)	157	(163)	432
Rdo atribuido a minoritarios	(7)	-	1	(3)	(2)	(9)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	588	-	(319)	154	(165)	423
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	115	-	115	115
RESULTADO NETO	588	-	(204)	154	(50)	538

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)
Resultado 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	-	-	-	-	-	0
RESULTADO NETO	588	-	(30)	67	37	625

CUARTO TRIMESTRE 2018						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES				Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial	Total ajustes	
Resultado de explotación	1.300	(611)	(487)	(480)	(1.578)	(278)
Resultado financiero	(172)	39	24	-	63	(109)
Resultado de participadas	(24)	610	72	1	683	659
Resultado antes de impuestos	1.104	38	(391)	(479)	(832)	272
Impuesto sobre beneficios	(464)	(38)	266	124	352	(112)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	640	-	(125)	(355)	(480)	160
Rdo atribuido a minoritarios	(8)	-	-	18	18	10
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	632	-	(125)	(337)	(462)	170
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	0
RESULTADO NETO	632	-	(125)	(337)	(462)	170

ACUMULADO A DICIEMBRE 2017						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES			Total ajustes	Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial		
Resultado de explotación	3.214	(610)	42	143	(425)	2.789
Resultado financiero	(356)	126	(82)	-	44	(312)
Resultado de participadas	49	580	1	-	581	630
Resultado antes de impuestos	2.907	96	(39)	143	200	3.107
Impuesto sobre beneficios	(738)	(96)	(350)	(36)	(482)	(1.220)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	2.169	-	(389)	107	(282)	1.887
Rdo atribuido a minoritarios	(38)	-	1	(3)	(2)	(40)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	2.131	-	(388)	104	(284)	1.847
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	274	-	274	274
RESULTADO NETO	2.131	-	(114)	104	(10)	2.121

ACUMULADO A DICIEMBRE 2018						
Millones de euros	Resultado Ajustado	AJUSTES			Total ajustes	Total Consolidado
		Reclasificación de Negocios Conjuntos	Resultados Específicos	Efecto Patrimonial		
Resultado de explotación	4.396	(1.204)	(633)	(106)	(1.943)	2.453
Resultado financiero	(462)	130	159	-	289	(173)
Resultado de participadas	15	965	72	1	1.038	1.053
Resultado antes de impuestos	3.949	(109)	(402)	(105)	(616)	3.333
Impuesto sobre beneficios	(1.569)	109	46	28	183	(1.386)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	2.380	-	(356)	(77)	(433)	1.947
Rdo atribuido a minoritarios	(28)	-	1	9	10	(18)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	2.352	-	(355)	(68)	(423)	1.929
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	412	-	412	412
RESULTADO NETO	2.352	-	57	(68)	(11)	2.341

RECONCILIACIÓN OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Cifras no auditadas)

	DICIEMBRE 2017			DICIEMBRE 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	87	887	974
ACTIVO CORRIENTE						
Otros activos financieros corrientes	254	3	257	1.630	81	1.711
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.820	(219)	4.601	5.021	(235)	4.786
PASIVO NO CORRIENTE						
Pasivos financieros no corrientes	(7.611)	(2.469)	(10.080)	(6.625)	(2.767)	(9.392)
PASIVO CORRIENTE						
Pasivos financieros corrientes	(4.160)	(46)	(4.206)	(3.827)	(462)	(4.289)
PARTIDAS NO INCLUIDAS EN BALANCE						
Valoración neta a mercado de derivados financ. ex tipo de cambio ⁽²⁾ y otros	70	-	70	275	(227)	48
DEUDA NETA	(6.267)		(7.438)	(3.439)		(6.162)

⁽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 13 millones de Euros y Pasivos financieros no corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.674 millones de Euros, minorado en 127 millones de Euros por préstamos con terceros.

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

	ENERO-DICIEMBRE					
	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	5.506	(393)	5.113	5.428	(849)	4.579
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(2.946)	157	(2.789)	(372)	(987)	(1.359)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I. + II.)	2.560	(236)	2.324	5.056	(1.836)	3.220
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN Y OTROS ⁽¹⁾						
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(2.658)	248	(2.410)	(4.855)	1.820	(3.035)
	(98)	12	(86)	201	(16)	185
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	4.918	(231)	4.687	4.820	(219)	4.601
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	4.820	(219)	4.601	5.021	(235)	4.786

⁽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.



ANEXO IV – BASES DE PRESENTACION

**4º TRIMESTRE
Y AÑO 2018**

BASES DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA

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 (Comité Ejecutivo) 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) y (v) generación de electricidad y comercialización de electricidad y gas en España.

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 conjuntos² y otras sociedades gestionadas³ operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

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

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

² Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo. Véase la Nota 13 de las Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2018, donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

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

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. Estos resultados 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 cuarto 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 (Anexo I “Medidas Alternativas de rendimiento” del Informe de Gestión 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 MAR⁴ utilizadas en la presente Nota de Resultados del cuarto trimestre y resultados anuales de 2018 se incluyen en el Anexo I “Medidas Alternativas de rendimiento” del Informe de Gestión 2018 y en la página web de Repsol.

La información incluida en el presente documento se remite a los efectos de lo establecido en el artículo 226 de la Ley del Mercado de Valores.

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

DISCLAIMER

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/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System” (SPE-PRMS) (SPE – Society of Petroleum Engineers).

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

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

Contacto

Relación con Inversores
investorsrelations@repsol.com
Tel.: +34 917 53 62 52
Fax: +34 913 48 87 77

REPSOL S.A.
C/ Méndez Álvaro, 44
28045 Madrid (España)
www.repsol.com

