

Información relacionada con los informes financieros anuales de Repsol, S.A. y del Grupo Repsol del ejercicio 2019, así como con la declaración intermedia de gestión del primer trimestre de 2020

La Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV, en adelante) ha solicitado a Repsol, S.A. información relacionada con sus informes financieros anuales de 2019, individual y consolidado, y con la declaración intermedia de gestión del primer trimestre de 2020. A continuación y previa transcripción de los párrafos correspondientes del escrito de la CNMV (resaltado y en cursiva), se incluye, con referencia a la fecha de dicho escrito, la información solicitada.

- 1. En la nota 2.4 de la memoria consolidada, sobre Principales novedades del ejercicio, informan de que en los últimos meses de 2019 Repsol ha iniciado un cambio estratégico con la publicación en diciembre de su compromiso de reducir gradualmente su indicador de intensidad de carbono hasta llegar a ser una compañía con cero emisiones netas en el año 2050. Estos objetivos servirán de base para el Plan Estratégico 2020-2025, que se espera presentar al mercado y a los inversores en la primera mitad de 2020, avanzando así en su compromiso de liderar la transición energética, en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París y los de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas.*

Asimismo, señalan que en línea con esta nueva orientación estratégica y en el contexto de las nuevas dinámicas de los mercados de petróleo y gas que se han venido consolidando en el último año, así como de las nuevas políticas públicas orientadas a la descarbonización de la economía y de impulso a la transición energética, se han revisado las principales hipótesis para la evaluación tanto de las futuras inversiones como de los activos existentes. En particular, se han revisado a la baja las expectativas de precios de crudo y gas, se han reducido las estimaciones a largo plazo de consumo de productos petrolíferos y se han revisado al alza los costes por emisiones de CO₂. Esto ha supuesto en el ejercicio 2019 un impacto en la valoración contable de los activos de 4.849 millones € después de impuestos, fundamentalmente en el segmento Upstream, en los activos productivos de gas en EE.UU. y Canadá.

En la nota 21.1) sobre el Test de deterioro de los activos, se desglosan las sendas de precios futuros de Brent y de gas Henry Hub consideradas en los tests de deterioro de 2019, indicando que son sendas alineadas con los escenarios de Desarrollo Sostenible de la Agencia Internacional de la Energía (IEA –World Economic Outlook 2019-, publicado en noviembre de 2019), cuyas principales hipótesis y conclusiones respecto de las dinámicas de demanda y de oferta coinciden con las alcanzadas por Repsol.

En relación con la revisión en 2019 de las hipótesis clave en los tests de deterioro de activos, faciliten la siguiente información:

1.1 Indiquen si en sus proyecciones de flujos futuros de caja han ajustado las expectativas de evolución de la demanda y los costes por emisiones de CO₂, alineándolos con el escenario de Desarrollo Sostenible (en adelante, SDS) publicado por la IEA en noviembre de 2019, como indican que han hecho con las sendas de precios del Brent y del gas Henry Hub. Indiquen si alguna hipótesis clave no ha sido ajustada bajo las mismas premisas del escenario SDS, indicando cómo y por qué difieren, y justifiquen los motivos.

El test de deterioro del valor de los activos (o test de *impairment*) realizado por Repsol en 2019 ha considerado un escenario de transición energética global alineado con los objetivos de París sobre cambio climático, en el que, para preservar el valor de sus activos y la sostenibilidad de sus negocios, se revisan los planes de negocio para adaptarse a las nuevas expectativas de demanda.

En cuanto a las previsiones de evolución de la demanda de petróleo y gas, conforme al escenario SDS de la IEA, las medidas de eficiencia y transición energética hacen que su crecimiento se modere. Se estima que la demanda de gas representará alrededor del 24% del mix energético en 2040, un poco más alto que el porcentaje actual (sustituye al carbón en la generación de electricidad). Asimismo, se estima que la demanda de petróleo alcanzará su máximo en 2035-2037, con una disminución moderada y constante después, reduciendo su participación en el mix energético del 33% actual a aproximadamente un 23% en 2040. Esta visión está alineada con la de Repsol y es consistente con las hipótesis utilizadas para el test de *impairment* de 2019.

En este escenario de transición energética, los nuevos retos del sector del *Oil&Gas* son distintos para cada uno de los negocios del Grupo, lo que obliga a determinar alternativas específicas de adaptación o reacción y a identificar y precisar los correspondientes parámetros de impacto crítico sobre su desempeño, como pueden ser los cambios en la demanda.

El nuevo escenario con reducción de demanda global se materializa para el negocio de Exploración y Producción en una menor expectativa de precios de realización futuros y, frente a ello, se reacciona priorizando la estrategia de valor sobre volumen, donde se busca la optimización operativa con reducciones y/o retrasos de actividad e inversiones para adaptar la producción de los activos al nuevo escenario, así como el abandono de planes de perforación en activos económicamente no viables bajo este entorno de precios. Esta adaptación provocó en el ejercicio 2019 una reducción del 6,2% del volumen de reservas probadas más probables.



Para el negocio de Refino, se considera que la demanda de productos petrolíferos cae de forma importante tanto en el mundo (alrededor del 30% de 2017 a 2040) como en Europa (alrededor del 60% para el mismo periodo). Esta menor demanda provoca una menor utilización de las refinerías a partir de 2025 por optimización. En este escenario se ven reducidas las inversiones del sector de refino, lo que compensará en parte el efecto de la caída de la demanda.

En Química, según la IEA, los sectores de transporte y petroquímico impulsarán el crecimiento de la demanda de petróleo en 2030 en los escenarios *Current Policies* y *Stated Policies*; en el escenario de Desarrollo Sostenible, solo el sector petroquímico crecería. Los productos químicos juegan un papel fundamental para facilitar la transición energética y la descarbonización, al estar presentes a lo largo de la cadena de valor de casi todas las industrias. El uso de productos y soluciones químicas puede ayudar a abordar varios de los desafíos relacionados con el clima y muchas tecnologías bajas en carbono dependen de las innovaciones en química para ser más eficientes, asequibles y escalables (p.ej., materiales para paneles fotovoltaicos, aligeramiento de peso en vehículos, aislamiento, conservación de alimentos, ahorro y eficiencia energética). Teniendo en cuenta lo anterior, se considera un crecimiento de la demanda de productos químicos primarios (30% en 2030; 40% en 2050).

En Movilidad, la reducción de la demanda de combustibles fósiles prevista en el escenario SDS para Europa (35% en 2030 y 60% en 2040) será más lenta en España (especialmente hasta 2030) debido a: (i) parque de vehículos antiguo (media 12 años) y renta *per capita* baja y desigual; (ii) baja electrificación del parque; (iii) mercado poco atractivo para fabricantes y (iv) importancia del tráfico pesado (>30% demanda), de difícil reemplazo a corto plazo. A partir de 2030, se asume una aceleración de la transición para igualarse con los niveles esperados en Europa. En este sentido, se considera una caída de la demanda en España a partir de 2030 por electrificación, movilidad compartida y políticas públicas; impacto negativo compensado por transporte pesado y vehículos comerciales. Las estaciones de servicio (EE.S.) venderán carburantes alternativos y *non-oil*.



Respecto a nuestra estimación de precios de CO₂ a efectos del test de *impairment* de 2019, los expresados en la información anual publicada se refieren a los precios de derechos de emisiones en el actual mecanismo de ETS de la UE, que son los más relevantes para el Grupo. Para otros países con derechos de emisiones o impuestos al CO₂ se han utilizado hipótesis específicas.

En este sentido, la IEA no da estimaciones del precio del CO₂ para Europa en el escenario SDS, en el que las estimaciones son agrupadas en dos bloques *Advanced economies* y *Selected developing economies*. Repsol piensa que las principales conclusiones del escenario SDS (menor crecimiento de la demanda y de los precios) se consiguen con los precios del CO₂ para Europa incluidos en el escenario *Stated Policies* (SPS) de la IEA, puesto que la descarbonización ya está en marcha con: i) los precios actuales, ii) el compromiso de las empresas, iii) la presión de los inversores sostenibles y iv) los desarrollos regulatorios previstos. Todo ello llevará a la reducción de emisiones anunciada, sin que se prevea un aumento del precio del CO₂ en Europa como el considerado por la IEA para países avanzados en el SDS porque: (i) está muy alejado de los precios actuales y de estimaciones de analistas; (ii) dada la evolución de los precios del CO₂ en otros países emisores, supondría una merma de competitividad para Europa, que se traduciría en un menor crecimiento, en la desaparición de empresas europeas y en la deslocalización de actividades; (iii) en cualquier caso, no debería tener mucha importancia porque ese mayor coste sería transmitido a los precios. Por supuesto, si avanzan la regulación y las propuestas europeas de compensar los precios de CO₂ con aranceles a la importación de productos con CO₂ incorporado, estas previsiones serían actualizadas.

A 31 de diciembre de 2019, el precio del Brent se situaba en \$67,77. Repsol ha utilizado una senda de precios para el Brent alineada con la senda de precios publicada por la IEA para el escenario SDS, exceptuando que, para 2020, la IEA ha estimado un precio de \$67,5, y Repsol lo ha ajustado a \$65.

En el caso del gas HH, a 31 de diciembre de 2019 su precio se situaba en \$1,91. Al igual que para el Brent, Repsol ha utilizado una senda de precios para HH alineada con la senda de precios publicada por la IEA para el escenario SDS, aunque para 2020 la IEA ha estimado un precio de \$2,9 y Repsol lo ha ajustado a \$2,8. Sin embargo, a diferencia del Brent, este precio es superior al de mercado a cierre del ejercicio 2019.

1.2 Indiquen qué criterios consideró Repsol para ajustar el precio de 2020 del Brent por debajo del estimado por la IEA para el escenario SDS, y si tuvo en cuenta el precio de mercado a 31.12.2019.



1.3 Indiquen qué criterios consideró Repsol para ajustar el precio de 2020 del gas HH por debajo del estimado por la IEA para el escenario SDS, y si tuvo en cuenta el precio de mercado a 31.12.2019.

Las sendas de precios utilizadas por Repsol para la realización del test de deterioro del ejercicio 2019 son estimaciones propias, aunque se muestran consistentes o alineadas con la visión de los precios de las sendas de desarrollo sostenible establecidas por las distintas agencias internacionales de referencia, entre ellas la IEA, lo que no impide que pueda haber alguna diferencia en años puntuales, especialmente en el corto plazo.

En este sentido, cabe indicar que el Grupo realiza su estimación de sendas de precios del petróleo y del gas natural a partir de información macroeconómica, financiera, de mercado y de las previsiones disponibles de analistas. Para su cálculo se analizan las variables claves del mercado y de su previsible evolución, con previsiones propias del balance oferta-demanda de energía y de precios. La visión a más largo plazo está también explicada por el seguimiento de otras variables como el declino, los CAPEX reales, la sostenibilidad financiera de las empresas del sector a determinados entornos de precios y la dinámica en los países OPEP en cuanto a sostenibilidad fiscal. Con todos estos elementos se realizan modelos econométricos propios de precios, que se comparan con previsiones externas, tanto públicas como privadas.

Para la elaboración de las sendas a corto plazo se tienen en cuenta básicamente los informes de previsión realizados por una selección de bancos de inversión, macro consultoras (Platts Analytics, IHS y Wood Mckenzie) y agencias internacionales de referencia: IEA y la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés). Respecto al largo plazo, las fuentes que presentan un análisis suficientemente detallado de sus previsiones son las agencias internacionales de referencia (IEA y EIA), que además realizan estudios pormenorizados de oferta, demanda y previsiones de precios bajo distintos escenarios.

En cualquier caso, nuestras previsiones propias son comparadas con la del resto de agencias y analistas tanto privados como públicos que proporcionan previsiones de precios a largo plazo, encontrándose las mismas dentro de un intervalo de confianza razonable tanto a corto como a largo plazo.



Dicho lo anterior, para entender las diferencias existentes entre la estimación de precios de petróleo y gas natural de Repsol para 2020 y el correspondiente a la senda SDS de IEA, también hay que tener en cuenta cómo se obtiene esta última referencia. En concreto, para permitir la comparación con las sendas de precios de la IEA, hay que hacer una serie de homogeneizaciones como consecuencia de que esta Agencia (i) solo publica previsiones de precios para los años 2030 y 2040, (ii) esos precios están en términos reales de 2018 y (iii) en el caso del petróleo, reflejan el precio medio ponderado de importación de los países miembros de la IEA, que históricamente se ha situado 2,1 \$/bbl por debajo del crudo de referencia internacional Brent. Por tanto, Repsol, para hacer comparable la senda de precios del SDS de la IEA (i) realiza una interpolación lineal entre la media del precio realmente existente en 2019 (hasta la fecha del análisis interno -finales de 2019-) y las proyecciones de la IEA a 2030; (ii) convierte las sendas obtenidas a través de la interpolación lineal a términos nominales, considerando una inflación del 2%; y, finalmente, (iii) en el caso del petróleo, para calcular la referencia Brent suma el diferencial de 2,1 \$/bbl. En definitiva, aunque en la publicación del World Energy Outlook 2019 de la IEA no existe un precio estimado de la Agencia en 2020 para el SDS, siguiendo la metodología anteriormente explicada, el precio en 2020 resultante que se asocia con el perfil del escenario SDS de la IEA para el Brent es de 67,5 \$/bbl y para el Henry Hub es de 2,9 \$/MMBtu.

Por otra parte, respecto a la consideración del precio de mercado a 31 de diciembre de 2019 en la estimación de los precios para el ejercicio 2020, cabe indicar que, si bien para el cálculo de la interpolación lineal entre la media del precio del 2019 y las proyecciones de la IEA a 2030 se utilizaron los precios reales del 2019 hasta la fecha del análisis interno (finales de 2019), el haber utilizado la media de los precios del 2019 hasta el 31 de diciembre, no hubiera tenido un impacto significativo ni sobre la estimación de los precios considerados para el ejercicio 2020, ni sobre el cálculo de los flujos futuros de caja.

En la nota 3 de la memoria consolidada del ejercicio 2018 se indicaba que para las sendas de precios del petróleo y del gas natural del Grupo a largo plazo, se tomaban en consideración fuentes de información que presentaban un análisis suficientemente detallado de sus previsiones, como eran las macro consultoras y las agencias de referencia IEA y EIA, realizando estas últimas estudios pormenorizados de oferta, demanda y previsiones de precios bajo distintos escenarios.

En el informe de gestión consolidado del ejercicio 2018 se indicaba, en relación con la gestión de riesgos, que era esencial integrar la gestión de la energía y el carbono en el modelo de negocio y en el sistema de gestión de riesgos, dado que el cambio climático es



una variable más a tener en cuenta en la toma de decisiones estratégicas. En este sentido, señalaban el establecimiento de escenarios futuros de evolución del mix energético, tomando como referencia los de la IEA, a los que se asignan probabilidades de que se materialicen en base a un juicio experto.

En el informe de gestión consolidado del 2017, se indicaba que el análisis de escenarios climáticos era una herramienta muy importante para saber cómo el sector energético iba a seguir proporcionando la energía que la sociedad necesita, al mismo tiempo que lo hace de forma sostenible, señalando que Repsol estaba desarrollando en esos momentos sus propios escenarios compatibles con un futuro de 2°C y, más concretamente, con el escenario SDS (Sustainable Development Scenario) de la IEA.

1.4 *Indiquen si la metodología de asignación de probabilidades a los escenarios futuros de la IEA descrita en el informe de gestión 2018 se aplicó en los tests de deterioro de activos en el ejercicio 2018. En caso contrario, expliquen los criterios seguidos para determinar las sendas de precios del petróleo y del gas natural en 2018, con respecto a los escenarios estimados por la IEA en 2018.*

1.5 *En caso de que el Grupo efectivamente emplease en 2018 la metodología de aplicar probabilidades a los escenarios propuestos por la IEA, indiquen las ponderaciones consideradas para cada escenario en los ejercicios 2017 y 2018, explicando los motivos para asignar dichos pesos.*

La asignación de probabilidades no ha sido la metodología utilizada en el test de deterioro, aunque tiene efectos casi equivalentes.

Los criterios seguidos para determinar las sendas de precios del petróleo y del gas natural son los ya comentados en la respuesta a la pregunta 1.2. Sin embargo, hasta el 2018, para el análisis interno de largo plazo, Repsol tomaba como escenario de referencia de la IEA el *New Policies* (actualmente *Stated Policies*), que asume las políticas climáticas aprobadas y anunciadas por los gobiernos a la fecha de la previsión de precios de dicha Agencia.

La previsión utilizada en 2017 y 2018 se realizó utilizando esas referencias y situando nuestras estimaciones cerca de la media de previsiones pero, como ya hemos indicado, para la media de esas previsiones se tomaba el escenario *New Policies* de la IEA. El resultado de nuestras estimaciones en esos ejercicios implicó unas proyecciones de precios internas algo inferior a las de la IEA en su escenario de *New Policies*. Pero, en cualquier caso, dentro de un intervalo de confianza razonable para toda la senda de precios cuando se compara con las previsiones del resto de agencias y analistas.



1.6 La nota 21.2 indica que las variaciones en las curvas de precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas afectarían al importe del deterioro de valor de los activos del Grupo Repsol, indicando que una reducción en los precios y producción de hidrocarburos del 10% y el 5%, respectivamente, sin tener en cuenta ni el reequilibrio de otras variables relacionadas, ni las posibles adaptaciones de los planes operativos, tendría un impacto en el resultado de explotación de -3.261 millones €, y en el resultado neto de -2.978 millones €.

Teniendo en cuenta que el precio del Brent se ha reducido un 21% en el primer trimestre de 2020, y que Repsol ha adoptado un Plan de Resiliencia considerando un entorno macroeconómico muy exigente para el resto del año (con el Brent promediando a 35\$/Bbl en el período abril a diciembre y un Henry Hub de 1,8 \$/MBtu), aclaren cómo consideran que puede afectar la situación económica actual a la recuperabilidad de los activos productivos del grupo.

En el primer semestre de 2020, a la vista de la situación de los mercados de *commodities* y en particular de las consecuencias sociales y económicas de la pandemia del COVID-19, el Grupo ha revisado sus expectativas de precios futuros de crudo y de gas, modificando las sendas de precios definidas al cierre de 2019 para adaptarlas al nuevo escenario económico.

Tal y como indicamos en la nota 4.2.2 “Deterioro de activos” de los Estados financieros intermedios consolidados del primer semestre de 2020, las nuevas hipótesis para las principales referencias de precios son las siguientes:

<i>(Términos reales de 2020)</i>	2020-2050 ⁽¹⁾	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2050 ⁽²⁾
Brent (\$/ barril)	60	43	49	67	67	67	67	60
WTI	57	40	46	64	64	64	64	57
HH (\$/ Mbtu)	3	2	3	3	3	3	3	3

⁽¹⁾ Media de los precios del periodo 2020-2050.

⁽²⁾ Media de los precios del periodo 2026-2050.

Bajo estas nuevas hipótesis, se ha revisado el valor recuperable de aquellas unidades generadoras de efectivo que previsiblemente se verán más afectadas por los cambios en el entorno y en las que se han identificado indicios de deterioro, habiendo supuesto a 30 de junio de 2020 el reconocimiento de deterioros adicionales de activos por importe de 1.388 millones de euros antes de impuestos (1.289 millones de euros después de impuestos) que corresponden a activos del segmento Exploración y Producción.



2. En la nota 3.5 de la memoria consolidada, relativa a Estimaciones y juicios contables, se explica que la estimación de las reservas y recursos de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la amortización, utilizando la ratio de la unidad de producción, que se explica en mayor detalle en la nota 3.4.2, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos del segmento Upstream, de modo que las modificaciones en los volúmenes de reservas y recursos podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Repsol clasifica sus reservas entre probadas, probables, desarrolladas y recursos contingentes de conformidad con las definiciones de la "SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System".

En el Informe de gestión consolidado se desglosa el ratio de reemplazo de reservas probadas, que se calcula como el cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo. Este ratio ha pasado del 94% en 2018 al 23% en 2019.

Faciliten la siguiente información:

2.1 Indiquen los factores que han llevado a la reducción del ratio de reemplazo de reservas probadas en el ejercicio 2019, como pudieran ser cambios en los planes de desarrollo de activos, reclasificaciones de reservas de probadas a probables, etc.

La ratio de reemplazo de reservas probadas del ejercicio 2019 es el 23%. Se obtiene como el cociente entre el total de movimientos en reservas probadas (58 MBoe) y la producción del periodo (259 MBoe). Los movimientos en reservas probadas del periodo obedecen a:

- Adquisición neta de activos (adquisición menos desinversión): 95 Mboe;
- Aprobación neta de proyectos (aprobación menos cancelación): 36 MBoe;
- Evaluaciones técnicas y económicas: 8 MBoe;
- Ejecución y cambio de calendario de proyectos: -81 MBoe, que se debe fundamentalmente a una disminución de reservas probadas en Venezuela por cambios en el calendario del desarrollo de proyectos, compensado con un incremento en EE.UU. por transferencia de reservas probables a reservas probadas no desarrolladas en Marcellus debida a mejora en la confianza por proximidad a localizaciones en producción.

En el ejercicio 2018, la ratio de reemplazo de reservas probadas fue del 94%. La producción del periodo fue de 261 MBoe y los movimientos en reservas probadas fueron 246 MBoe, con el siguiente detalle:

- Adquisición neta de activos (adquisición menos desinversión): 19 Mboe;



- Aprobación neta de proyectos (aprobación menos cancelación): 72 MBoe;
- Evaluaciones técnicas y económicas: 187 MBoe;
- Ejecución y cambio de calendario de proyectos: -33 MBoe que se debe fundamentalmente a una disminución de reservas probadas en Venezuela por cambios en el calendario del desarrollo de proyectos.

2.2 Expliquen si la reducción del ratio de remplazo de reservas probadas ha tenido impacto en el deterioro de los activos del segmento Upstream registrado en el ejercicio 2019, cuantificando, en caso afirmativo, dicho impacto.

El factor que fundamentalmente explica el deterioro de los activos ha sido la consideración de una nueva senda de precios alineada con un escenario de transición energética y descarbonización de la economía.

Este nuevo escenario supone nuevas evaluaciones económicas de los activos para determinar las reservas extraíbles y ha llevado a los negocios de Exploración y Producción a adaptar los planes de explotación de los activos que, en algunos casos, suponen el retraso de planes de inversión y de desarrollo, lo que, finalmente, tiene como consecuencia la reducción de la ratio de reemplazo de reservas (por ejemplo, puede verse en los movimientos antes indicados por ejecución y cambio de calendario de proyectos). No sería correcto afirmar que la reducción de la ratio de reemplazo de reservas probadas es una causa del deterioro de los activos, sino más bien, en parte, una consecuencia del nuevo escenario considerado.

Por otra parte, hay que recordar que, a efectos del cálculo del test de deterioro, se considera el volumen de reservas probadas, probables y, para determinados activos, aquellos recursos que se espera razonablemente sean producidos, mientras que la tasa de reposición de reservas solo considera los movimientos en reservas probadas. Por tanto, no es posible establecer una correlación directa entre ésta y el test de deterioro de los activos, pues una tasa de reposición de reservas nula o negativa, que en principio llevaría a pensar en deterioros adicionales, pudiera ser compensada con un incremento de reservas probables o de recursos que neutralizaría esa tasa de reposición de reservas nula o negativa, haciendo errónea la conclusión inicial. El caso contrario también pudiera tener lugar: una tasa de reposición positiva que hiciera pensar en



reversiones de deterioros pudiera ser más que compensada con una disminución de reservas probables o de recursos que podrían generar nuevos deterioros.

2.3 Expliquen si la reducción del ratio de reemplazo de reservas probadas ha tenido impacto en la amortización de los activos del segmento Upstream registrada en el ejercicio 2019, cuantificando, en caso afirmativo, dicho impacto.

Los cambios en las estimaciones del volumen de reservas se consideran en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo, por lo que los cambios habidos al cierre del ejercicio no han tenido impacto en las amortizaciones de 2019.

Asimismo, hay que tener en cuenta que a efectos del cálculo de las amortizaciones de los activos del segmento Upstream, se considera el volumen de reservas probadas y probables (totales o desarrolladas, en función del tipo de inversión) existentes en cada cierre contable.

Por tanto, dado que la tasa de reposición de reservas solo considera los movimientos en reservas probadas, tampoco es posible establecer una correlación directa entre ésta y la amortización de los activos, pues una tasa de reposición de reservas nula o negativa, que en principio podría llevar a pensar en una mayor amortización futura, pudiera ser compensada con un incremento de reservas probables que neutralizaría esa tasa de reposición de reservas nula o negativa, haciendo errónea la conclusión inicial. El caso contrario también pudiera tener lugar: una tasa de reposición positiva que hiciera pensar en una menor amortización futura pudiera ser más que compensada con una disminución de reservas probables que pudiera incrementar las amortizaciones futuras.

2.4 Señalen cómo las proyecciones de flujos de efectivo futuros esperados están considerando inversiones en Capex que permitan planes de desarrollo de activos que compensen el agotamiento de reservas y sostengan los niveles de producción actuales.

En el segmento de Exploración y Producción, las proyecciones de flujos de efectivo futuros consideran inversiones en reservas no desarrolladas y, para algunos activos, en recursos contingentes económicamente viables conforme a sus planes de explotación. Dichas inversiones permiten reducir el declino de producción, considerando los límites técnicos y económicos de cada yacimiento.



En cualquier caso, hay que aclarar que la sostenibilidad económica de los activos del segmento de Exploración y Producción no depende únicamente de mantener un determinado nivel de producción. Tal y como indicamos en la respuesta a la pregunta 1.1., bajo este nuevo escenario de transición energética global se prioriza la estrategia de valor sobre volumen, que prioriza la sostenibilidad de la generación de caja a través de una explotación eficiente de los yacimientos frente al mantenimiento o crecimiento de la producción.

Por otra parte, el Grupo dispone de un portafolio de proyectos cuyos desarrollos están previstos para los próximos años y que permitirán la incorporación de nueva producción para compensar el agotamiento de reservas de los activos actualmente en producción.

3. En la nota 7.2) de la memoria consolidada, relativa a Acciones y participaciones en patrimonio propias, se indica que, a 31 de diciembre de 2019, el número de acciones propias ascendía a 80.768.905 acciones, que incluían derivados sobre un notional total de 70 millones de acciones contratadas por Repsol, S.A. con entidades financieras. El saldo en patrimonio neto ascendía a 1.170 millones €.

En la información financiera intermedia correspondiente al primer trimestre de 2020 se indica que los movimientos de autocartera, incluyendo acciones propias y derivados sobre acciones, han supuesto un incremento de 229 millones € en la deuda neta consolidada.

3.1 Describan las características de los derivados sobre acciones aparentemente clasificados en el balance dentro del epígrafe de autocartera del Grupo a 31.12.2019 y 31.3.2020. En concreto, aporten información acerca de los siguientes aspectos para cada uno de los contratos que resulten significativos:

Los derivados contratados sobre acciones propias atienden a dos operativas, denominadas “equity swaps” y “acumuladores”, que se explican más abajo. A 31 de diciembre de 2019, los derivados contratados por el Grupo eran:

- *Equity swaps*, por un notional de 60,4 millones de acciones.
- Acumuladores, por un notional de 9,6 millones de acciones.

A 31 de marzo de 2020, la compañía únicamente tenía contratados *equity swaps*, por un notional de 97 millones de acciones.

Los contratos relativos a una misma clase de derivados son muy homogéneos, con la lógica excepción en materia de plazos, notionales y precio. Por tanto, las respuestas a las siguientes



preguntas se estructuran en dos secciones: una para operativa de *equity swaps* y otra para operativa de acumuladores.

- ***Indiquen cuales son los riesgos y beneficios retenidos y/o transferidos para cada parte del contrato.***

En cuanto a los *equity swaps*, el Grupo vende acciones propias y simultáneamente firma, con las mismas contrapartes, compromisos de recompra al mismo precio del mismo número de acciones.

La contraparte obtiene un rendimiento financiero fijado en contrato que tiene su origen en los fondos transferidos al Grupo en la operación de compraventa de las acciones y no soporta riesgo de precio de las acciones debido a que las ganancias o pérdidas asociadas a las acciones adquiridas (posición larga) se neutralizan por las pérdidas y ganancias asociadas al *equity swap* (posición corta). No obstante, y tal y como señalamos en una sección posterior de esta respuesta, la entidad financiera, mediante contratos ajenos a esta operativa, tiene capacidad para transmitir libremente las acciones, que le expondría al riesgo de precio sobre las acciones de Repsol.

El Grupo, por tanto, sigue expuesto al riesgo económico de las acciones transmitidas, dado que el precio de recompra está prefijado y al vencimiento del *equity swap* el valor de las acciones puede ser superior o inferior al pactado en contrato.

Por su parte, los acumuladores son obligaciones de compra a futuro de un número no determinado de acciones que depende de la cotización diaria de la acción durante el periodo de vigencia del instrumento. En el momento de la contratación se establece un número base de acciones a acumular diariamente, que puede verse alterado por el siguiente mecanismo:

- si el precio de cotización se sitúa entre el precio de ejercicio de la estructura y la barrera (*cap*) se acumula el número de acciones base diario establecido inicialmente,
- si el precio de cotización se sitúa por debajo del precio de ejercicio de la estructura, se acumula el doble de acciones que el número base establecido inicialmente,
- si el precio de cotización se sitúa por encima del *cap*, no se acumulan acciones.



Al vencimiento del instrumento, o en los periodos de liquidación intermedios preestablecidos, si se produce una liquidación por entrega física, la contraparte entrega al Grupo el número de acciones acumuladas a cambio de la contraprestación pactada (precio de ejercicio unitario multiplicado por número de acciones acumuladas).

En este instrumento ambas partes están expuestas al cambio de valor del subyacente:

- El Grupo se sitúa en una posición larga y se beneficiaría en caso de que el precio de cotización de las acciones en el momento de la entrega fuese superior al precio de ejercicio.
- La contraparte asume una potencial pérdida económica en caso de que las acciones a entregar al Grupo en el momento de la entrega tengan un valor superior al precio de ejercicio fijado en contrato.
 - ***Forma de liquidación: por entrega física de las acciones, por diferencias, o si se contemplan distintas opciones de liquidación;***

Tanto los *equity swaps* como los acumuladores contemplan distintas alternativas de liquidación: si bien la alternativa predefinida al vencimiento del derivado es por entrega física, el Grupo tiene la opción de liquidar por diferencias o por entrega física; adicionalmente, la mayor parte de los *equity swaps* otorgan la opción a la contraparte de liquidar anticipadamente el instrumento por entrega física si el precio medio de la cotización de la acción de Repsol durante cinco días consecutivos es inferior al 50% del precio de ejercicio del derivado.

- ***Capacidad de la contraparte para operar con las acciones (venderlas, ofrecerlas en garantía, etc.);***

Con respecto a los *equity swaps*, la entidad financiera puede transmitir las acciones, cederlas o prestarlas a un tercero, sin que Repsol tenga ni conocimiento ni capacidad alguna de decisión o veto.

Con respecto a los acumuladores, no ha existido una transmisión previa de las acciones por parte de Repsol a la contraparte y cualquier operación que la contraparte realice con acciones de Repsol –por ejemplo, con propósito de cobertura- es ajena a este instrumento.



- ***Derechos de voto y económicos: a quien corresponden en las acciones objeto de los derivados.***

Con respecto a los *equity swaps*, los derechos políticos inherentes a las acciones subyacentes corresponden íntegramente a la entidad financiera, que puede ejercitarlos en el sentido y modo que tenga por conveniente, sin que Repsol tenga capacidad alguna de decisión. En cuanto a los derechos económicos, la entidad financiera está obligada a abonar al Grupo una cantidad igual a los dividendos que Repsol acordase distribuir respecto de las acciones que forman el subyacente del derivado.

Con respecto a los acumuladores, al no haber existido transmisión previa de acciones, no hay cesión o retención de los derechos ni de voto ni económicos.

- ***Señalen si los contratos conllevan la utilización de colaterales, y en tal caso, descríbanlos.***

Con respecto a los *equity swaps*, la mayoría de los contratos establecen la obligación de entregar cantidades a la contraparte en concepto de colateral si el precio de cotización de la acción disminuye en un determinado porcentaje con respecto al precio de ejercicio. Estos colaterales son devueltos al Grupo cuando el precio de cotización de la acción vuelve a ser superior al precio de ejercicio, o en su caso, al liquidar el instrumento. A 31 de diciembre de 2019 no había colaterales entregados; a 31 de marzo de 2020, el saldo de colaterales entregados ascendía a 85 millones de euros.

Los acumuladores no prevén la utilización de colaterales.

3.2 Describan la contabilización que realiza el Grupo cuando los derivados sobre acciones propias se liquidan por entrega física de los títulos, y cuando se liquidan por diferencias.

En caso de liquidación por entrega física, la salida de fondos se contabiliza como una extinción de deuda, es decir, los fondos entregados se registran con cargo al pasivo que figura en el balance de situación.

En caso de liquidación por diferencias, se registra la baja de las acciones propias y del pasivo financiero que figura en el balance de situación, registrando cualquier diferencial en reservas. El



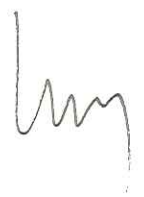
efectivo recibido o entregado con motivo de la cancelación por diferencias el derivado, se registra como resultado financiero.

Cabe señalar que el propósito principal de la contratación de instrumentos financieros derivados sobre acciones propias es la financiación de la compra de autocartera para la reducción posterior de capital dentro de los programas establecidos por el Grupo, siendo, por tanto, la liquidación por diferencias de este tipo de instrumentos poco significativa en el cómputo total de las operaciones realizadas.

3.3 Indiquen el criterio contable utilizado y la norma contable en la que se basan para registrar todos o algunos de los mencionados derivados sobre acciones formando parte de la partida de acciones propias (autocartera), en lugar de utilizar otra partida de patrimonio neto por la obligación de recomprar las acciones.

Con respecto a los *equity swaps*, tal y como se ha descrito en la respuesta a la pregunta 3.1, la operativa consiste en la venta de acciones en autocartera y la simultánea contratación de derivados –por el mismo notional, precio y contraparte- por los que el Grupo asume la obligación de recomprar las acciones a un precio fijo. Adicionalmente, la contraparte debe abonar al Grupo una cantidad igual a los dividendos que Repsol acordase distribuir respecto de las acciones que forman el subyacente del derivado. De todo ello se desprende que los riesgos económicos del subyacente se mantienen en Repsol, por lo que, desde un punto de vista contable, el activo financiero subyacente (las acciones propias) no debe darse de baja del balance de situación de la compañía (NIIF 9 en sus párrafos 3.2.6, 3.2.7, B.3.2.5. y B.3.2.16) y los fondos recibidos por la venta deben contabilizarse como un pasivo financiero (NIIF 9 párrafo 3.2.15).

Con respecto a los acumuladores, la norma contable establece la obligación de reconocer un pasivo con cargo al patrimonio neto para aquellos instrumentos derivados que puedan requerir la compra de las propias acciones de la compañía a cambio de efectivo (NIC 32 párrafo 23). Este tratamiento es igualmente de aplicación en aquellos instrumentos que prevén distintas opciones de liquidación (NIC 32.E16). Si bien las NIIF no fijan modelos normalizados de balance de situación y la NIC 32 en particular no especifica en qué epígrafe del patrimonio debe realizarse el apunte deudor al registrar este tipo de operaciones, creemos que la opción más razonable es utilizar el epígrafe de acciones propias ya que: i) el racional del tratamiento contable es el



reconocimiento de una adquisición de acciones a plazo y; ii) reducir el valor del resto de epígrafes del patrimonio neto no proporcionaría una más útil y mejor información para los usuarios de la misma.

Para mayor claridad y seguimiento del tipo de instrumentos que se incluyen en el epígrafe de acciones propias, se han incluido desgloses específicos sobre los mismos en la nota 4.1.4 *Patrimonio neto* de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados del primer semestre de 2020.

Indiquen que criterio siguen los derivados anteriores a efectos de la comunicación de acciones propias de acuerdo con el modelo 4 de la Circular 8/2015, y si registran en tales comunicaciones tanto las acciones adquiridas o dispuestas, ya sea directamente o indirectamente o por medio de persona interpuesta, como las propias operaciones con derivados referenciados a tales acciones. A este respecto la última notificación realizada en el ejercicio 2019 es de 29 de noviembre de 2019. Concilie las operaciones comunicadas con los registros contables e indiquen qué operaciones comunicadas, en su caso, no se referían a adquisiciones o transmisiones de acciones propias sino a la contratación de determinados instrumentos financieros derivados, indicando su naturaleza, características y registro contable en el ejercicio.

A efectos de la Comunicación de Autocartera de la Circular 8/2015, se reportan todas las operaciones de compra y de venta de acciones cuando el volumen de compras alcanza el 1% del capital social respecto de la última comunicación realizada, con independencia del registro contable.

En particular, cuando la comunicación deviene obligatoria en virtud del criterio indicado en el párrafo anterior, se reportan las ventas de acciones (realizadas simultáneamente a la contratación de *swaps*) y las compras de acciones que se ejecutan al liquidar por entrega física los *equity swaps* o los acumuladores.

Respecto a la comunicación realizada por el Grupo el 29 de noviembre de 2019, se incluían las operaciones realizadas en el contexto del programa de recompra de acciones para su amortización (*buy-back*), así como la compra y entrega de las acciones vinculadas a los planes de retribución en acciones a los empleados. Incluimos a continuación una conciliación de estas operaciones a los registros contables:



COMUNICACIÓN REALIZADA CONFORME CIRCULAR 8/2015						ASIENTO CONTABLE			
Fecha Operación	Adquisición (A) / Transmisión (T)	Número de acciones	Precio Unitario	Precio total	Tipo operación	Debe	Importe debe	Haber	Importe Haber
28/10/2019	A	1.699.500	15,11	25.679.445	Compra buy-back	Autocartera	25.679.445	Bancos	25.679.445
28/10/2019	A	1.880.000	15,01	28.218.800	Compra buy-back	Autocartera	28.218.800	Bancos	28.218.800
30/10/2019	A	1.599.000	14,96	23.921.040	Compra buy-back	Autocartera	23.921.040	Bancos	23.921.040
31/10/2019	A	1.700.000	15,08	25.636.000	Compra buy-back	Autocartera	25.636.000	Bancos	25.636.000
01/11/2019	A	1.700.000	15,12	25.704.000	Compra buy-back	Autocartera	25.704.000	Bancos	25.704.000
04/11/2019	A	1.700.000	15,40	26.180.000	Compra buy-back	Autocartera	26.180.000	Bancos	26.180.000
05/11/2019	A	1.258.293	15,55	19.566.456	Compra buy-back	Autocartera	19.566.456	Bancos	19.566.456
13/11/2019	A	301.101	14,70	4.426.185	Compra operativa discrecional	Autocartera	4.426.185	Bancos	4.426.185
14/11/2019	A	60.000	14,67	880.200	Compra por planes de empleados	Autocartera	880.200	Bancos	880.200
14/11/2019	T	51.934	14,60	758.236	Entrega por planes de empleados	Empleados acreedores	758.236	Autocartera	758.236
19/11/2019	T	71.394.987	0,00	0	Reducción de capital (buyback)	Capital Social	71.394.987	Autocartera	1.023.544.229
						Reservas	952.149.242		

4. En la nota 15.2) de la memoria consolidada, relativa a Litigios, se describe el arbitraje de Addax y Sinopec contra filiales del grupo Repsol (ROGCI y Talismán Colombia Holdco Limited) iniciado en julio de 2015 en relación con la compra del 49% de las acciones de RSRUK realizada en 2012 por Sinopec a Talismán, siendo ésta última adquirida por Repsol en mayo de 2015.

Las pretensiones totales de los demandantes ascienden a un total de \$5.500 millones, considerando el importe de su inversión inicial en el 49% de RSRUK, inversiones posteriores, así como las pérdidas de oportunidad que pudieran haberse producido.

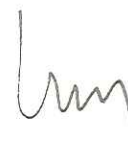
Tras el laudo parcial emitido por el Tribunal arbitral en enero de 2020 sobre una de las cinco cuestiones de responsabilidad en disputa en contra de Repsol, y aun considerando que el litigio tiene un largo recorrido, Repsol ha realizado una estimación de los impactos económicos que podrían derivarse finalmente y en su conjunto del litigio, habiendo dotado una provisión de 837 millones € a 31.12.2019.

El párrafo 85 de la NIC 37 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes, establece que las entidades desglosen información acerca de la naturaleza de la obligación contraída, así como las incertidumbres relativas al importe de la provisión, informando sobre las principales hipótesis realizadas sobre los sucesos futuros que pueden afectar a la cuantía necesaria para cancelar la obligación.

En relación con esta cuestión, faciliten la siguiente información:

4.1 Señalen cómo el laudo parcial emitido el 15.8.2017 por el Tribunal Arbitral, desestimando las reclamaciones de Addax y Sinopec basadas en las garantías contractuales, afecta a la cuantía total aproximada de \$5.500 millones reclamada por los demandantes.

SINOPEC inició un arbitraje contra Talisman en el que reclama daños sobre la base de distintos argumentos jurídicos. En muchos casos, los argumentos jurídicos utilizados para reclamar daños se refieren al mismo daño, existiendo cierto solape entre los distintos argumentos.



Los principales argumentos jurídicos se encuadran dentro de las siguientes categorías: (i) incumplimiento de ciertas garantías contractuales (“*Warranties*”) del contrato de compraventa (SPA) por el que SINOPEC adquirió de Talisman su participación en RSRUK; (ii) *Fraudulent Misrepresentation*; y (iii) aplicación de ciertas *Indemnities* recogidas en el SPA.

Las principales áreas en disputa son: Reservas, Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento.

Existe un cierto solape entre los argumentos que se están utilizando para reclamar los daños totales, por lo que es difícil cuantificar el efecto final que podría tener el laudo parcial de 2017 respecto al importe total de los daños que se reclaman.

Asimismo, téngase en cuenta que el arbitraje se ha dividido en dos fases: en la primera fase el Tribunal arbitral se tiene que pronunciar sobre si existe alguna responsabilidad, mientras que en la segunda fase el Tribunal se pronunciará sobre la cuantificación de los daños respecto de los cuales se haya declarado previamente que existe responsabilidad. Actualmente todavía nos encontramos dentro de la primera fase. A la fecha de referencia, el Tribunal arbitral solo se ha pronunciado sobre:

- (i) El incumplimiento de ciertas *Warranties* (desestimando la reclamación de SINOPEC), y
- (ii) La existencia de *Fraudulent Misrepresentation* y la aplicabilidad de ciertas *Indemnities* en relación con la disputa sobre Reservas (estimando parcialmente la reclamación de SINOPEC).

4.2 Faciliten información adicional sobre las cinco cuestiones en las que el Tribunal arbitral ha dividido el proceso, indicando los importes reclamados por cada una de ellas.

Como hemos señalado anteriormente, las cinco principales cuestiones en disputa son Reservas, Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento.

Además, como también hemos señalado, los argumentos utilizados se superponen entre sí, sin que los demandantes puedan ser compensados dos veces por el mismo daño.

Durante la segunda fase del arbitraje (fase de cuantificación), se prevé el uso de expertos para el cálculo de los daños.

4.3 Indiquen cual es la situación actual de este arbitraje en contra de Repsol.

El 28 de abril de 2020, Repsol impugnó el Laudo parcial ante la *High Court* de Singapur, habiendo sido transferido el caso a la Singapore International Commercial Court (SICC). Se estima que el recurso de anulación se resolverá durante el segundo trimestre de 2021.

Por otra parte, como se ha señalado anteriormente, aún estamos en la primera fase del arbitraje, por lo que el Tribunal todavía tiene pendiente: (i) dictar uno o varios laudos en los que resuelva sobre las cuestiones de responsabilidad relativas al área de Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento, y (ii) tramitar toda la segunda fase de cuantificación de daños.

4.4 Actualicen la situación del arbitraje contra China Petroleum Corporation y TipTop Luxembourg, S.A. (grupo Sinopec) iniciado por Repsol en noviembre de 2017, por el cual reclama una indemnización por los perjuicios que pueda sufrir como consecuencia de cualquier decisión adversa en el arbitraje mencionado anteriormente contra Repsol, junto con otros daños aún no cuantificados, procedimiento que se fundamenta en la conducta que dichas entidades tuvieron frente a Repsol durante los meses previos a la adquisición del Grupo Talismán.

Actualmente, se están ventilando cuestiones relativas a la prueba. La Vista (*Hearing*) comenzará el 27 de mayo de 2021. Estimamos que el laudo se dictará durante el segundo semestre de 2021.

En caso de prosperar la demanda de Repsol, SINOPEC debería mantener indemne a Repsol respecto a cualquier condena que tuviera en el otro arbitraje.

En la nota 14 sobre Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación destacan los negocios conjuntos en los que Repsol participa junto con Sinopec:

- **Con una participación en el 60% de Repsol Sinopec Brasil, correspondiendo el 39,991% restante a TipTop Luxembourg, S.A.R.L. El valor contable de la inversión para Repsol es de 4.357 millones €, con un resultado en 2019 de 258 millones €, siendo ambas cifras similares a las del ejercicio 2018.**
- **Con una participación en el 51% de RSRUK, correspondiendo el 49% a Addax, filial del grupo Sinopec, enfrentados en el procedimiento arbitral antes descrito. El valor**



contable de la inversión para Repsol es de 873 millones € (724 millones € en 2018), con un resultado de 139 millones € en 2019 (678 millones € en 2018).

4.5 *Indiquen cómo se está viendo afectada la actividad de los negocios conjuntos, en los que participa Repsol y Sinopec, por los arbitrajes en curso interpuestos por ambas partes.*

Repsol sigue cumpliendo con profesionalidad y rigor las obligaciones previstas en los correspondientes Acuerdos de Accionistas (*Shareholder's Agreements*). Desde la entrada de Repsol en la Joint Venture del Reino Unido, tanto la gestión como la valoración de los negocios correspondientes se ha visto mejorada.

4.6 *En el caso de RSRUK, indiquen a qué se ha debido la caída del resultado en el ejercicio 2019.*

En el ejercicio 2018, RSRUK realizó una revisión de los costes estimados de abandono (y de la provisión asociada) que, en aquellos activos sin reservas ni valor neto contable, impactó en la cuenta de resultados; asimismo, en dicho año se reconocieron créditos fiscales no activados previamente como consecuencia de la mejora de expectativas de ingresos futuros y de la capacidad de aprovechamiento de los mismos y se registraron reembolsos de seguros por siniestros de años anteriores. En el ejercicio 2019 los resultados fueron inferiores por: i) ausencia de resultados atípicos relevantes; ii) menores ventas por menores precios, y; iii) mayores amortizaciones por incremento de la base amortizable.

5. *En la nota 21.3), Riesgos geopolíticos, se señala a Venezuela entre los países en los que Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico.*

La exposición patrimonial total de Repsol a 31.12.2019 asciende a 239 millones €, lo que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a sus empresas filiales venezolanas. A 31.12.2018, la exposición patrimonial era de 456 millones €, debiéndose una parte de la reducción a la actualización del riesgo de crédito por la pérdida esperada de las deudas de PDVSA con las entidades del Grupo.

En este sentido, en la nota 11.3) sobre Riesgo de crédito se indica que para los instrumentos financieros relativos a las operaciones con Venezuela: "El cálculo de la pérdida esperada se ha realizado considerando los escenarios de flujos de efectivo previstos para el negocio, ponderados por su probabilidad estimada. Se aplican tres escenarios de severidad (moderado, significativo y severo) con diferentes hipótesis e impactos económicos en los flujos de caja estimados. La probabilidad de ocurrencia de dichos escenarios está a su vez ponderada en función de información histórica de defaults soberanos (Informe Moody's: "Sovereign Default and recovery rates 1983-2017") y las expectativas de la Dirección. La estimación de los escenarios de los flujos de efectivo es consistente con los utilizados a efectos del cálculo del valor recuperable de los activos. La evaluación del deterioro por



riesgo de crédito en Venezuela ha requerido realizar estimaciones sobre las implicaciones y la evolución de un entorno de elevada incertidumbre, lo que ha aconsejado contar con el contraste de un experto independiente para validar los juicios de la Dirección”.

La exposición a cierre del ejercicio 2019 se compone de:

- *426 millones € de financiación a los negocios conjuntos en Venezuela, dentro del epígrafe de Activos financieros no corrientes (nota 9.1)*
- *347 millones € de cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela, dentro del epígrafe de Otros activos no corrientes (nota 16)*
- *- 495 millones € de Provisión para riesgos y gastos, por el valor negativo de las inversiones en Petroquiriquire y Cardón IV (nota 15.1).*

En el caso de la filial Petroquiriquire, S.A., en la nota 14 se desglosa que el valor de la inversión en el 40% del negocio conjunto era negativo por 420 millones € (-400 millones € en 2018), y dicho importe se ha registrado como provisión para riesgos y gastos.

En relación con Petroquiriquire, en la nota 21.3) se explica que Repsol y PDVSA firmaron en 2016 varios acuerdos para reforzar la estructura financiera de la empresa mixta y permitir el desarrollo de su Plan de Negocios. Dichos acuerdos incluían:

- i. El otorgamiento por Repsol de una línea de crédito por importe de hasta 1.200 millones \$ con una garantía de PDVSA, destinados al pago de dividendos pasados de Repsol, de inversiones de capital y de gastos operativos de Petroquiriquire.*

A 31.12.2019, la disposición de la línea de crédito es 831 millones \$ (800 millones \$, 31.12.2018).

- ii. El compromiso por parte de PDVSA de pagar la producción de hidrocarburos de la empresa mixta mediante la cesión a su favor de los pagos derivados de contratos de venta de crudo a offtakers o la realización de pagos directos en efectivo, y ello, en cuantía suficiente para que la empresa mixta pueda hacer frente a sus inversiones de capital y gastos operativos no cubiertos por la financiación de Repsol, al pago de los dividendos de Repsol generados cada ejercicio y a sus obligaciones derivadas del servicio de la deuda financiera con Repsol.*

La financiación otorgada por Repsol, así como los compromisos asumidos por PDVSA se rigen por la Ley del Estado de Nueva York y las disputas que pudieran surgir se someterán a arbitraje en París conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional. La disposición de la línea de financiación queda sujeta al cumplimiento por Petroquiriquire, S.A. y PDVSA, de determinadas condiciones suspensivas y sus términos recogen los covenants, así como los supuestos de incumplimiento y de aceleración o terminación anticipada habituales en este tipo de transacciones. Un incumplimiento por parte de PDVSA de sus obligaciones bajo la garantía, ante un impago de Petroquiriquire, podría legitimar a los acreedores y titulares de bonos de PDVSA a declarar un incumplimiento y vencimiento anticipado del resto de su deuda

financiera. Asimismo, el acuerdo incorpora otros elementos como un mecanismo de compensación de las deudas recíprocas entre Petroquiriquire, S.A. y PDVSA.

Respecto a la exposición patrimonial de Repsol en relación con Petroquiriquire, faciliten la siguiente información:

5.1 Aclaren en qué epígrafe del balance de situación y por qué importe en € está registrada la disposición de la línea de crédito por Petroquiriquire, por importe de 831 millones \$ a 31.12.2019.

Al 31 de diciembre de 2019, la disposición de la línea de crédito se encuentra registrada en el epígrafe “Activos Financieros no corrientes” por un importe bruto de 740 millones de euros y una provisión de 314 millones de euros.

5.2 Señalen cómo ha funcionado la garantía otorgada por PDVSA sobre dicha línea de crédito, y cómo podría afectar a Repsol un posible incumplimiento de PDVSA de sus obligaciones bajo la garantía.

La garantía otorgada por PDVSA a Repsol (sujeta a la Ley de Nueva York y a arbitraje en París conforme a las reglas de la CCI) sobre la línea de crédito concedida a Petroquiriquire cubre el cumplimiento del 60% (correspondiente al porcentaje de participación que mantiene PDVSA en Petroquiriquire) de las obligaciones de pago de Petroquiriquire bajo el contrato de Financiación. En caso de expropiación de los activos, la garantía asciende al 100%. Esta garantía se extiende también al cumplimiento de las obligaciones de su filial PDVSA Petróleo de ceder a Petroquiriquire los derechos de cobro de contratos de venta de crudo o la realización de pagos directos en efectivo en cuantía suficiente para que Petroquiriquire pueda hacer frente a: i) sus inversiones de capital y gastos operativos no cubiertos por la financiación de Repsol; ii) al pago de los dividendos de Repsol generados en cada ejercicio, y; iii) a sus obligaciones derivadas del servicio de la deuda financiera con Repsol.

Un impago de PDVSA bajo la garantía por un importe superior a 100 millones de USD podría activar las cláusulas de *cross default* de alguna o varias series de los bonos emitidos por PDVSA si así lo solicitaran titulares de, al menos, el 25% del nominal de cada serie. A fecha de hoy, esta garantía no se ha ejecutado.

En todo caso, ante un impago del crédito por Petroquiriquire o ante un incumplimiento de PDVSA o sus filiales bajo los acuerdos de financiación, Repsol tiene la facultad (sin estar obligado a ello) de:

- a. Suspender los desembolsos bajo la financiación;
- b. Declarar el vencimiento anticipado, total o parcial, del principal e intereses de la deuda, que devendrán pagaderas de forma inmediata;
- c. Ejecutar la garantía de PDVSA por el 60% de la deuda impagada o de las cantidades declaradas vencidas y pagaderas; o
- d. Limitar la utilización de los importes dispuestos bajo la financiación y todavía no aplicados al pago de los gastos operativos esenciales para la continuidad de la operación.

5.3 Indiquen si Petroquiriquire podría ampliar su disposición de la línea de crédito hasta 1.200 millones \$.

El periodo de disposición de la línea de crédito expira en diciembre de 2021.

En el contexto actual, Repsol no prevé que se produzcan disposiciones adicionales significativas ni que se vaya a alcanzar el límite de 1.200 millones de USD comprometido en la línea de crédito.

5.4 Señalen si, a 31.12.2019 o en 2020, Petroquiriquire ha incumplido covenants o se han producido supuestos de aceleración o terminación anticipada de la línea de financiación.

A la fecha de referencia, no se ha instado la aceleración o terminación anticipada de la línea de crédito.

En el caso de la filial Cardón IV, la nota 14 desglosa que el valor de la inversión en el 50% del negocio conjunto era negativo por 446 millones € (-480 millones € en 2018). En este caso, se ha registrado como provisión para riesgos y gastos 75 millones €, puesto que para el resto del [valor de la inversión se ha igualado a cero mediante la minoración del valor contable del préstamo otorgado a Cardón IV, que se considera como inversión neta.

La nota 27.2) Garantías indica: En Venezuela existe una garantía indeterminada otorgada a favor de Cardón IV para cubrir el compromiso de suministro de gas hasta 2036 a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). En sentido contrario PDVSA ha otorgado una garantía a Cardón IV que cubre los derechos de cobro por el compromiso de suministro. También el Grupo ha otorgado una garantía a favor de la República de Venezuela para cubrir las obligaciones contraídas en el desarrollo de activos de gas en el país.

Respecto a la exposición patrimonial de Repsol en relación con Cardón IV:

5.5 Aclaren cómo está funcionando la garantía otorgada por PDVSA a favor de Cardón IV.



La garantía otorgada por PDVSA a Cardón IV cubre los pagos de PDVSA Gas a Cardón IV y no está afecta a activos concretos, sino que el garante se compromete a pagar a Cardón IV los importes correspondientes en dinero o, previo acuerdo, a través de crudo, productos o cesión de facturas. Esta garantía se interpretará conforme a las Leyes de Venezuela y cualquier disputa se dirimirá en los tribunales de Caracas.

A la fecha, pese a los incumplimientos de pago de deuda comercial por parte de PDVSA a Cardón IV, no se ha ejecutado la garantía otorgada por PDVSA a favor de Cardón IV.

5.6 Aclaren qué consecuencias podría tener para grupo Repsol la garantía indeterminada otorgada a favor de Cardón IV para cubrir el compromiso de suministro de gas hasta 2036 a PDVSA, y cómo puede influir el contexto actual de bajos precios del gas.

La garantía otorgada a favor de PDVSA Gas cubre el 50% de los compromisos de Cardón IV relativos a entrega de gas natural durante el plazo del contrato, de acuerdo con los volúmenes establecidos en el contrato de suministro de gas. Las consecuencias de la ejecución de la garantía podrían conllevar la reclamación de un importe indemnizatorio de acuerdo con el contrato de suministro de gas, no cuantificado en la Licencia de Gas.

Por otra parte, la situación actual de precios bajos de gas no afecta a la producción de Cardón IV, debido a que el gas se dedica al abastecimiento del mercado local y el precio de venta parte de una referencia fija que se actualiza por el índice de inflación acumulada en Dólares, no encontrándose referenciado a indicadores de precios internacionales.

La intención de Repsol es mantener el activo en operación, por lo que no se espera que pueda llegar a ejecutarse la garantía.

5.7 Aclaren qué consecuencia podría tener para grupo Repsol la garantía otorgada a favor de la República de Venezuela para cubrir las obligaciones contraídas en el desarrollo de activos de gas en el país, y cómo puede influir el contexto actual de bajos precios del gas.

Repsol emitió una garantía a favor de la República de Venezuela, para cubrir las obligaciones de Cardón IV bajo la Licencia de Gas. Se trata de una garantía limitada a la participación de Repsol en Cardón IV (50%) que permanecerá vigente hasta el total cumplimiento de las obligaciones

bajo la Licencia de Gas, incluyendo aquéllas que sobrevivan a su terminación. Por los motivos indicados en la pregunta anterior, la situación actual de precios bajos de gas no afecta la producción de Cardón IV.

Cabe recordar que, en los últimos meses, se han incrementado las declaraciones de responsables del gobierno de EE.UU. amenazando con fuertes sanciones a las compañías petroleras que sigan operando en Venezuela, habiendo mencionado a Repsol, Chevron, ENI o Reliance, entre otras.

5.8 Expliquen si, en la actualidad, Repsol está viendo afectada su actividad en Venezuela por las condiciones impuestas por la administración norteamericana para evitar sanciones, ya sea directamente (obtención de waivers, licencias para operar, etc) o porque se hayan visto afectados los socios con los que opera en Venezuela mediante acuerdos conjuntos, destacando ENI, en el caso de Cardón IV o Total, en ciertas operaciones conjuntas.

Repsol cumple rigurosamente con todas las disposiciones legales en los países en los que opera, incluyendo las normas estadounidenses e internacionales en relación con Venezuela.

Repsol continúa adoptando las medidas necesarias para mantener su actividad en Venezuela, con pleno respeto a la normativa internacional de sanciones y está haciendo un seguimiento constante de su evolución y, por tanto, de los eventuales efectos que pudieran tener sobre las señaladas actividades. De este seguimiento no se deducen impactos significativos para el Grupo, aunque una modificación de las políticas de Estados Unidos podría afectar a nuestras actividades en Venezuela.

5.9 Señalen las consecuencias que tendría abandonar la actividad en Venezuela, debido a las garantías otorgadas por Repsol a favor de la empresa estatal venezolana PDVSA.

No está previsto, a la fecha, el abandono de actividades en Venezuela por parte del Grupo Repsol. En cualquier caso, las consecuencias dependerán de las circunstancias que concurran en el hipotético abandono.

6. La nota 21.3) Riesgos geopolíticos, también señala a Vietnam entre los países en los que Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico.

La exposición patrimonial de Repsol a 31.12.2019 en este país asciende a unos 602 millones €, inferior a los 951 millones € de 2018, tras el deterioro reconocido en el resultado.



Se informa que el 22.3.2018, recibió instrucciones de PetroVietnam para que, por el momento, no continuara con la ejecución de las actividades programadas para el proyecto de desarrollo Ca Rong Do, ubicado en el mar del sur de China, y también en julio 2017, para que cesara las actividades de perforación en ciertos bloques exploratorios también localizados en el mar del sur de China.

En la fecha de formulación de las cuentas anuales, la entidad indicaba que el alcance de la suspensión de las actividades todavía no se había determinado y el Grupo estaba trabajando con PetroVietnam para encontrar fórmulas de actuación que satisficieran los intereses de ambas partes y que permitieran alcanzar una solución amigable a este conflicto. Repsol ha iniciado la vía arbitral en defensa de sus derechos y considera que 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.

La nota 13 sobre inmovilizado material, indica que en 2019 se ha reclasificado al epígrafe "Otros activos no corrientes" los activos de Upstream en Vietnam cuya actividad ha sido suspendida.

6.1 Faciliten información actualizada acerca de la exposición patrimonial del Grupo en Vietnam, indicando la evolución de las conversaciones con PetroVietnam y la vía arbitral iniciada por Repsol.

La exposición patrimonial de Repsol en Vietnam a 30 de junio de 2020 asciende a unos 563 millones de euros.

En cuanto a la evolución de las conversaciones con PetroVietnam, en junio de 2020 Repsol ha suscrito un acuerdo con PetroVietnam para transmitir su participación en los Bloques 07/03 y 135/136. Tras la firma de este acuerdo, los activos correspondientes han sido clasificados en el balance del Grupo dentro del epígrafe "Otros activos corrientes". Se espera que la operación, que está alineada con los objetivos del Plan Estratégico de Repsol y sujeta a autorizaciones administrativas, se cierre durante este ejercicio sin impacto significativo en los estados financieros de Repsol.

6.2 Expliquen las razones por las que se ha reclasificado el valor neto contable de los activos de Upstream de Vietnam al epígrafe "Otros activos no corrientes", toda vez que el párrafo 79 de la NIC 16 señala que se desglose información referente al importe en libros de los elementos de inmovilizado material retirados de su uso activo y no clasificados como mantenidos para la venta.

Como se informa en la Nota 21.3 de riesgos geopolíticos de las Cuentas Anuales 2019, en julio de 2017 y en marzo de 2018 se recibieron sendas instrucciones para parar las actividades



realizadas en el pozo CKN en el Bloque 135/136 y el proyecto Ca Rong Do (CRD) en el bloque 07/03 respectivamente.

A lo largo de 2019, se producen distintos acontecimientos: i) las negociaciones con PetroVietnam se encaminan hacia una compensación en efectivo (como finalmente ha sucedido, ver respuesta a la pregunta anterior); ii) se inicia un procedimiento arbitral reclamando compensación monetaria y; iii) se cancelan los principales contratos para el desarrollo de CRD (*Floating Production Storage and Offloading -FPSO-* y *Tension Leg Wellhead Platform -TLWP-*). Estos acontecimientos hicieron que los derechos derivados de los contratos que permitían acceder a la explotación de los bloques mencionados encajaran mejor en la definición de un activo financiero de la NIC 32 (derecho contractual a recibir efectivo) que en propiedad, planta y equipo de la NIC 16 (activos tangibles que posee una entidad para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios).

Atendiendo a lo indicado en el párrafo 79.c) de la NIC 16, la información relevante derivada de dicha reclasificación fue descrita en las Notas 16 “Otros activos no corrientes” y 21.3 de “Riesgos geopolíticos” de nuestros Estados Financieros de 2019.

7. En relación con la formulación de las cuentas anuales e información financiera intermedia a partir de este requerimiento, se les recuerda lo siguiente, en la medida que sea significativo:

7.1 En octubre de 2015 ESMA publicó las Directrices sobre Medidas Alternativas del Rendimiento (APM) con el objetivo de que su cumplimiento mejorara la comparabilidad, fiabilidad y/o comprensibilidad de estas medidas. En este sentido, se les recuerda que estas Directrices son de aplicación para cualquier información regulada publicada, incluidos los informes financieros semestrales y las declaraciones intermedias de gestión del primer y tercer trimestre, así como las presentaciones remitidas como información privilegiada y otra información relevante.

7.1.1 Uno de los APM habitualmente utilizados por Repsol en las notas de la memoria y en el Informe de Gestión es: el Resultado a coste de reposición o Resultado a CCS, para el cual se indica que el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo, denominándose Efecto patrimonial 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 norma contable europea.



Dada la importancia de este APM, sería preferible que ampliase la información relativa a la metodología de su cálculo, indicando qué costes de aprovisionamiento y de producción del periodo se toman (diarios, mensuales, medios, etc.) y las fuentes de información de dónde se obtienen dichas magnitudes.

El coste de aprovisionamiento de los crudos se calcula a partir de cotizaciones internacionales de los mercados de referencia en los que opera la Compañía. A cada calidad de crudo destilado se le aplica el precio promedio de mes que le corresponde.

Las cotizaciones se obtienen de publicaciones diarias del crudo según Platts más los costes de fletes estimados por Worldscale (asociación que publica precios de referencia mundiales para los costes de fletes entre puertos determinados).

En cuanto al resto de costes de producción (costes fijos y variables) estos se valoran al coste registrado en contabilidad.

Esta información ha sido incluida en los desgloses relativos a las medidas alternativas de rendimiento del Informe de Gestión intermedio del primer semestre del ejercicio 2020.

7.1.2 *En el Anexo I del Informe de Gestión se facilita información sobre los APM. En el apartado 1. Medidas del rendimiento financiero, destaca el EBITDA, el cual se indica que se calcula como Resultado operativo + Amortización + Deterioros y otras partidas que no suponen entradas o salidas de caja de las operaciones (reestructuraciones, plusvalías/minusvalías por desinversiones, provisiones...). Se facilita una tabla donde se desglosa el EBITDA por segmento, y se concilia el total indicando que corresponde a los epígrafes de: "Resultados antes de impuestos" y "Ajustes de resultado", de los Estados de Flujos de Efectivo (EFE) consolidados preparados bajo NIIF-UE. En el EFE se observa que: "Ajustes de resultado" se compone de 2.434 millones € en concepto de Amortización del inmovilizado, y 6.198 millones € en concepto de Otros (netos).*

De conformidad con el párrafo 26 de las Directrices, debe desglosarse la conciliación del APM con la partida, el subtotal o total más directamente conciliable presentado en los estados financieros del periodo correspondiente, identificando y explicando por separado las partidas materiales de conciliación. Para una mejor comprensión del cálculo del EBITDA, sería preferible una conciliación siguiendo la definición facilitada para esta medida (Resultado operativo + Amortización + Deterioros y otras partidas), considerando si es necesario explicar por separado los importes correspondientes a esas otras partidas, en caso de ser materiales en el ejercicio, de manera similar a como se



han desglosado los “Resultados específicos” que afectan al APM correspondiente al Resultado neto ajustado a CCS.

En la información financiera intermedia del 30 de junio de 2020 se ha incluido mayor apertura a la conciliación del EBITDA y los epígrafes correspondientes de los EEFF NIIF-UE (“Resultados antes de impuestos” y “Ajustes de resultado”) para asegurar que se expliquen por separado los importes correspondientes a partidas relevantes: amortización, deterioro y otras partidas.

7.1.3 *En el apartado 3. Medidas de la situación financiera, se explica que los ratios utilizados por la Dirección del Grupo para evaluar tanto el grado de apalancamiento como la solvencia del Grupo son: el apalancamiento (calculado como Deuda neta dividida por el Capital empleado), la cobertura de la deuda (calculado como Deuda neta dividida por el EBITDA), el ratio de solvencia (calculado como Liquidez dividida por la Deuda bruta a corto plazo) y el ratio de cobertura de intereses (calculado como los intereses de la deuda divididos por el EBITDA). Sin embargo, solo se facilita el cálculo y conciliación del ratio correspondiente a la cobertura de intereses en el Anexo I del Informe de Gestión y el ratio de apalancamiento en la nota 6 de la memoria.*

Si bien el resto de ratios están adecuadamente definidos y podrían recalcularse con la información facilitada en el Anexo I, es preferible que se facilite el cálculo de todos los APM que se indica que son utilizados por la Dirección del Grupo, para cumplir así con la finalidad de las Directrices de promover la utilidad, transparencia y comprensibilidad de estas medidas.

En la información financiera intermedia a 30 de junio de 2020 se han incluido los cálculos de las ratios para facilitar la comprensión de los usuarios.

7.2 *En relación con la obligación de las sociedades cotizadas de notificar la operativa con sus propias acciones, con fecha 22 de mayo de 2020, la CNMV ha publicado un comunicado acerca de los criterios para notificar las operaciones con acciones propias cuando adicionalmente el emisor tiene formalizados equity swaps o instrumentos financieros similares, como es el caso actual de Repsol.*

En este comunicado se recuerda que, en función de su materialidad, es preceptivo que la sociedad cotizada informe con detalle suficiente de estos instrumentos financieros, y acerca de su impacto económico y financiero, tanto en las cuentas anuales como en la información pública periódica semestral, pudiendo incluirse información equivalente en el informe anual de gobierno corporativo.

Véase respuesta 3 a este requerimiento, asimismo, se han incluido desgloses específicos sobre este tipo de instrumentos en la nota 4.1.4 Patrimonio neto de los Estados financieros intermedios resumidos consolidados del primer semestre de 2020.



7.3 En la nota 11.2 Riesgo de liquidez, se desglosan los vencimientos de los pasivos financieros, mostrando los importes sin descontar, pero no incluyen las deudas por arrendamientos, cuyos vencimientos se muestran en la nota 8.3 descontados.

De conformidad con los párrafos 39 y B11D de la NIIF 7 y del párrafo 58 de la NIIF 16, es preferible que el análisis de vencimientos incluya todos los importes contractuales y que los importes sean no descontados, para facilitar la comprensión de cómo gestiona el grupo el riesgo de liquidez.

En las Cuentas Anuales consolidadas de 2020 se informará de los importes contractuales no descontados dentro de los desgloses de riesgo de liquidez.

7.4 La política de reconocimiento de ingresos se describe en la nota 20.1, siendo una explicación genérica de la NIIF 15.

Deben ser evitadas las descripciones genéricas de las políticas contables, siendo preferible incorporar aspectos que afectan específicamente a la entidad, como algunos señalados en la nota 2.2.2 de las cuentas anuales 2018 en relación con la primera aplicación de la NIIF 15. Por ejemplo, sería preferible aclarar que en su negocio los contratos, en general, tienen una única obligación de desempeño, que se satisface con la entrega del producto, generalmente hidrocarburos, que se produce en un momento concreto del tiempo, mientras que únicamente los contratos de suministros a granel de GLP tienen dos obligaciones de cumplimiento: la entrega y el servicio de mantenimiento, el cual se presta a lo largo de la vida del contrato, señalando si son materiales o no en cada cierre de ejercicio. Asimismo, es recomendable ampliar información sobre las transacciones en las que la entidad ha analizado si actúa como agente o principal, como pudieran ser los impuestos especiales.

En efecto, en la mayor parte de los negocios del Grupo los contratos tienen una única obligación de desempeño que se satisface con la entrega del producto que se produce en un momento concreto del tiempo. Existen otros contratos, de escasa relevancia, donde pueden existir dos obligaciones de cumplimiento: la entrega y el servicio de mantenimiento, pero que no son significativos para su desglose en los estados financieros del Grupo.

En lo referente al Impuesto sobre Hidrocarburos, se trata de un impuesto monofásico y la compañía asume el mismo vía la repercusión que le hace el titular del Depósito fiscal (normalmente CLH), posteriormente, Repsol lo traslada a sus clientes como parte del precio del producto. Es decir, Repsol no actúa como mero agente recaudador de la Agencia Tributaria al no ser un impuesto recuperable de la Hacienda Pública (por ejemplo, en caso de impago del cliente final), sino que se trata de un impuesto sobre el que el Grupo soporta todos los riesgos



(por ejemplo, también en el caso de destrucción o pérdida del producto) y beneficios, constituyendo en sustancia un coste de producción a recuperar, en su caso, a través de la venta del producto, teniendo la compañía libertad para la fijación del precio de venta. Es por ello por lo que Repsol considera el Impuesto sobre Hidrocarburos como un coste soportado y, de forma simétrica, como un mayor ingreso por ventas.

Estos criterios están alineados con la decisión de supervisión *Decision ref. EECS (European Enforcers Coordination Sessions) /1207-02: Excise tax on fuel* de NIIF publicada por el CESR (*Committee of European Securities Regulators*).

En las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2020 se incorporarán las aclaraciones oportunas.

7.5 *La política contable sobre Existencias se describe en la nota 17, indicándose que las existencias de commodities destinadas a trading se registran a valor razonable menos los costes necesarios para su venta, y que en el caso de los productos refinados se aplica el método del iso margen. Sin embargo, no se indica la política de valoración para el resto de existencias que no corresponden a las dos categorías mencionadas, y que conforme a la descripción del resultado a coste de reposición o CCS facilitado en nota 4.2 sobre segmentos, se valoran a coste medio ponderado. En consecuencia, sería preferible que completaran la nota sobre la política contable de valoración de existencias incorporando la mención al coste medio ponderado. En relación con la aplicación del método del iso margen, cabe recordar que la NIC 2.21 sólo permite utilizarlo cuando el resultado de aplicarlo se aproxime al coste, por lo que sería preferible incorporar esta mención.*

Salvo las existencias de *commodities* destinadas para el *trading* valoradas a valor razonable, las existencias se valoran a coste medio de producción ponderado.

En el caso de los productos refinados, y para el seguimiento de la contabilidad de costes de producción de las refinerías, se realiza mayoritariamente una asignación de dichos costes en proporción al valor de realización de los productos (iso margen) siendo este un método comúnmente utilizado en la industria del Refino (permite optimizar los esquemas de producción de los complejos industriales y es una buena aproximación para el reparto de costes, no alterando el cálculo de los márgenes para el conjunto de la producción).



En las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2020 se incorporarán las aclaraciones oportunas.

7.6 En relación con los pasivos contingentes relacionados con las actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal descritas en la nota 23.4, de conformidad con el párrafo 88 de la NIC 37, sería preferible que la entidad facilitase los desgloses de información que requiere la norma de manera que se muestre la relación existente entre dichos pasivos contingentes y las provisiones existentes a cierre de ejercicio, que eran de 1.549 millones € en 2019 y 1.307 millones € en 2018.

Consciente de la importancia de sus asuntos fiscales, Repsol pone a disposición del público información fiscal de detalle tanto en su información financiera anual e intermedia como en su página web.

En relación con los pasivos contingentes relacionados con las actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal descritas en la nota 23.4, Repsol busca ofrecer información útil a los usuarios de los estados financieros sin que esta perjudique su posición en disputas con terceros.

7.7 De conformidad con el párrafo 85(a) de la NIC 37, el calendario de pagos de las provisiones facilitado en la nota 15.1 sería preferible que facilitase un mayor detalle de las provisiones por naturaleza, y poder apreciar el calendario esperado de las salidas esperadas de beneficios económicos para los diferentes conceptos recogidos en "Otras provisiones", por un importe total de 2.487 millones €.

La apertura actual de la tabla de calendario de pagos coincide con la tabla de movimiento de las provisiones de la misma Nota. El epígrafe de "Otras provisiones" incluye, entre otras, provisiones por litigios y por riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios, cuyo calendario estimado de pagos puede perjudicar la posición de Repsol frente a terceros.

7.8 En relación con los activos por impuestos diferidos no registrados a 31.12.2019, y que, según se indica en nota 23.3, ascienden a 3.885 millones €, además de la cuantía deberían facilitar su fecha de validez, de conformidad con el párrafo 81(e) de la NIC 12.

El Grupo tenía activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2019 por importe de 3.885 millones de euros, fundamentalmente en Luxemburgo (60% del total; la mayoría sin plazo de prescripción), EE.UU (14%; con validez entre los ejercicios 2027 y 2039), Canadá (4%; con validez entre los ejercicios 2031 y 2039) y España (4%; sin plazo de

prescripción). En la información que se publicará en las cuentas anuales consolidadas de 2020 se incorporarán desgloses adicionales en esta materia.

7.9 De conformidad con los párrafos 118(c) y (e) de la NIC 38, y los párrafos 73(d) y (e) de la NIC 16, sería preferible que en el movimiento del inmovilizado intangible y del inmovilizado material se desglosaran por separado los importes acumulados por deterioro y por amortización, dada la importancia del deterioro acumulado en ciertos epígrafes.

Se evaluará para las próximas cuentas anuales consolidadas la posibilidad de aportar esta distinción para los epígrafes en el que el deterioro acumulado sea relevante.

7.10 Según lo descrito por el párrafo 53 de la NIC 33, las remuneraciones a los empleados en acciones que quedan bajo el alcance de la NIIF 2, y que están condicionadas al cumplimiento de ciertos requisitos de rendimiento o productividad, se tratarán como acciones de emisión condicionada, pudiendo tener un impacto en el cálculo de las ganancias por acción diluidas.

A 31 de diciembre de 2019, los programas de retribución en acciones a los empleados del Grupo Repsol descritos en la Nota 29.4 de las Cuentas Anuales consolidadas no están referenciados o condicionados al cumplimiento de indicadores de rendimiento o productividad (salvo el descrito en el apartado 29.4.i y únicamente para los miembros de la Alta Dirección). Asimismo, el Grupo tiene la opción de liquidar estos programas de manera alternativa a la emisión de acciones (habiéndose liquidado hasta el momento siempre con autocartera de Repsol). Por tanto, los referidos programas no impactan en el cálculo de las ganancias por acción diluidas, según lo dispuesto en la NIC 33.

No obstante, el Grupo evaluará la implicación que pudieran tener otros programas de retribución en acciones que pudieran aprobarse en futuros ejercicios.

7.11 De conformidad con los párrafos 55 y A20 de la NIC 36, debe desglosarse el tipo de descuento antes de impuestos que han empleado para evaluar el deterioro de los activos.

Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado, después de impuestos, para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente y se desglosa en la Nota 21 de las cuentas anuales consolidadas de 2019.



Debido a la dificultad de hallar una tasa antes de impuestos adecuada y dado que la WACC se ajusta más a la metodología normal de valoraciones de negocio, muchas empresas, como Repsol, prefieren calcular el valor en uso aplicando tanto flujos de caja como una tasa de descuento después de impuestos.

Descontar los flujos de efectivo después de impuestos a una tasa de descuento después de impuestos y descontar los flujos de efectivo antes de impuestos a una tasa de descuento antes de impuestos debe arrojar resultados similares.

8. A partir de la revisión efectuada sobre su EINF de 2019 y teniendo asimismo en consideración que los desgloses del EINF es una de las áreas identificadas en Las prioridades de revisión acordadas por los supervisores europeos junto a ESMA para los estados financieros del ejercicio 2019 y que, adicionalmente, la CNMV ha incluido en su plan de revisión del ejercicio 2019 un análisis más detallado del EINF, se ha considerado oportuno recordarle una serie de aspectos que, en la medida que sean significativos, podrían contribuir a mejorar la calidad de su contenido en el futuro:

8.1 El informe de verificación independiente del EINF se ha limitado a la verificación de la información identificada en el Anexo V “Estado de información no financiera” y en el Anexo IV “Índice GRI” del informe de gestión integrado consolidado.

En el Anexo V facilitan una tabla que recoge los requisitos en materia de información no financiera y diversidad exigidos por la Ley 11/2018, indicándose los apartados del informe de gestión integrado donde se incluyen, y señalando aquella información que no se reporta. El Anexo IV recoge un índice de los GRI 2016 aplicados por la entidad, referenciando los apartados del informe de gestión, informes o web que recogen dicha información, detallando en algunos casos las páginas específicas.

Se les recomienda que para mejorar la calidad y consistencia de estas tablas e índices:

- i. especifiquen en el Anexo V no solo el apartado del informe de gestión integrado, sino también la página dónde se localizan cada uno de los requisitos de la Ley (por ejemplo, para el apartado de modelo de negocio, en el Anexo V se desglosan cinco requisitos de la Ley, y se listan un total de 8 apartados del Informe de Gestión, lo que no facilita la trazabilidad de la información);*
- ii. detallen en la tabla del Anexo V todos los requisitos de la Ley 11/2018, evitando apartados genéricos que engloben varios requisitos (por ejemplo, dentro del apartado 5. Sociedad se recoge una única línea para Consumidores, si bien la ley requiere para este punto varios desgloses de información, perdiéndose así trazabilidad de la información desglosada y de la omitida);*
- iii. señalen todas las omisiones de la Ley 11/2018, que deberán quedar adecuadamente justificadas atendiendo a la materialidad u otros motivos*



justificativos de dicha omisión (por ejemplo, en 2019 Repsol no desglosa la accidentabilidad personal por sexo, sin indicar el motivo);

- iv. no incluyan referencias a indicadores que no se aplican (por ejemplo, en la tabla del Anexo V hacen referencia al GRI 305-6, y sin embargo, en la tabla IV se indica que es una información no disponible en relación con las emisiones de sustancias que agotan la capa de ozono).*

8.2 *En el Anexo III facilitan los resultados obtenidos del estudio de materialidad en materia de sostenibilidad realizado en 2019, que refleja la relevancia de los asuntos de sostenibilidad para la Compañía y sus grupos de interés.*

Se recomienda que las evaluaciones se revisen periódicamente o se expliquen las razones por las que consideran que no se han producido variaciones significativas y no es necesaria su actualización.

Adicionalmente, sería deseable que se indicara si, en el análisis, se ha considerado el doble concepto de materialidad, que tiene en cuenta no solo el impacto de los aspectos no financieros sobre la entidad, sino también acerca del impacto del entorno social, medioambiental y la sociedad en general sobre el entorno.

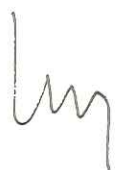
Si bien es más relevante en las cuestiones medioambientales, es recomendable que se aplique el doble concepto de materialidad a otros desgloses relacionados con el resto de las cuestiones no financieras (esto es, indicar cuáles son las consecuencias de las actividades del emisor sobre cuestiones no financieras y cómo impactan en el emisor).

8.3 *En relación con el perímetro o alcance de la información incluida en el EINF, en los apartados 6.1. Cambio climático, 6.3. Operación segura y 6.4. Medioambiente se indica que, con carácter general, la información ambiental y de seguridad incluye el 100% de los datos de las empresas donde se tiene participación mayoritaria o control de la operación. En el caso del apartado 6.3. se matiza que, en particular, en materia de seguridad, se incluyen los datos de los contratistas que prestan servicio bajo un contrato directo. En el caso del apartado 6.2. Personas, se indica que todos los datos, salvo que se especifique lo contrario, se refieren a los empleados de las sociedades en las que Repsol establece las políticas y directrices en la gestión de personas, excluyendo la sociedad gestionada Societat Catalana de Petrolis S.A. (anteriormente denominada Petrocat).*

Es recomendable que para el resto de apartados del capítulo 6. Sostenibilidad (6.6 Fiscalidad responsable, 6.7. Ética y cumplimiento y 6.8. Cadena de suministro), se indique el perímetro o alcance de la información incluida a nivel de desgloses y de KPIs.

Asimismo, debe quedar claro si en el perímetro se incluyen actividades adicionales al grupo como asociadas, acuerdos conjuntos y cadena de suministro.

En el caso de exclusiones en el alcance de la información facilitada, es preferible que cuantifiquen o den una medida de lo excluido.



8.4 En varios de los apartados del Anexo IV se incluyen referencias a la web corporativa del Grupo. Debe quedar claro qué documentos de los recogidos en su página web, o qué parte de ellos, forman parte del EINF formulado por el Consejo de Administración y sometido al voto de la Junta General. Asimismo, cabe señalar que no todos los enlaces referenciados funcionan adecuadamente, por lo que debe concretarse el documento y/o apartado que se trata dentro de estos documentos para comprender los distintos aspectos que cubren en relación con cada una de las cuestiones que recoge el EINF.

8.5 Los emisores deben mostrar el progreso efectuado en sus políticas no financieras por referencia a los indicadores clave de resultados no financieros (KPI), no sólo incluyendo datos cuantitativos sino también incluyendo explicaciones cualitativas. Es recomendable que se exponga cómo han evolucionado los KPI, respecto de: (i) las cifras de ejercicios anteriores; (ii) posibles objetivos que la entidad, en su caso, hubiera establecido con anterioridad; y (iii) "benchmarks" externos.

Por otro lado, se les recuerda la importancia de proporcionar, cuando sea necesario, información sobre la definición y metodología de los KPI utilizados, así como de los inputs y fuentes cuando sea relevante. Por ejemplo, debería indicarse la fórmula de cálculo de la brecha salarial que figura en el apartado (405-2) del Anexo III, puesto que el ratio desglosado en concepto de brecha de género no es coincidente en todos los casos con el cálculo resultante de tomar la remuneración media de las mujeres frente a los hombres para cada categoría profesional.

8.6 En relación con las cuestiones medioambientales y de cambio climático, se les recomienda ampliar la explicación sobre: (i) los impactos del cambio climático en sus actividades y su estrategia, por ejemplo, facilitando un análisis de sensibilidad de cómo afectaría a la entidad una subida de la temperatura del planeta en un horizonte temporal a largo plazo; y (ii) con respecto a los indicadores de consumo de energía que facilitan, indicar más claramente si incluyen tanto consumos directos incurridos por la propia compañía, como consumos indirectos (por ejemplo, consumos de combustible por transporte de productos importados o manufacturados empleados en el proceso productivo, traídos al mercado local provenientes de otras zonas del país o del mundo).

8.7 En relación con las cuestiones sociales y relativas al personal, se les recomienda que, para los indicadores clave de resultados no financieros que proporcionan, se explique adecuadamente el objetivo y el contexto en el que se producen, si son aplicables a todos los países o plantas en las que opera el grupo, si el dato se considera o no positivo, si existen previsiones concretas de mejora, o planes o medidas específicas para su gestión y, en su caso, mitigación. Por ejemplo, respecto a los datos que se facilitan de accidentabilidad personal deberían quedar más claros los criterios y metodología seguidos para el registro de incidentes; o en el caso de la implantación de políticas de desconexión laboral, si se están aplicando en todas las plantas y centros de trabajo o sólo en determinados lugares o países.

Respecto a la brecha salarial, cuantifican en el Anexo III la remuneración media por tramos de edad y por categoría profesional para las localizaciones más significativas, como son España, Perú, Portugal, Ecuador y Bolivia. Sin embargo, con respecto a la



evolución de la remuneración, solo facilitan datos comparativos de 2018 por tramos de edad y por categoría profesional para España, alegando que no es posible darlo para otros países “debido al cambio metodológico”. Deberían explicarse los cambios en la metodología de un ejercicio a otro de manera clara, puesto que en el EINF 2018 se facilitaba el ratio del salario base y de la remuneración de mujeres frente a hombres para Perú, Portugal o Ecuador, entre otros, por lo que a priori se debería facilitar información acerca de la evolución.

Por último, cabe recordar que en el caso de disponer de un sistema de gestión específico o certificaciones relacionadas con salud y seguridad para ciertas plantas (OHSAS 18001, ISO 45001, etc.), es recomendable incluir esta información en el EINF.

- 8.8** *En relación con la información relativa a Derechos humanos y corrupción y soborno, cabe destacar los resultados que facilitan en el apartado 6.7 Ética y cumplimiento, facilitando información sobre el número de comunicaciones recibidas a través del canal de ética (66), o las infracciones graves y muy graves del Código de Ética y Conducta durante 2019 (373). Respecto a las medidas adoptadas para resolver los riesgos que se han materializado, desglosan información sobre las suspensiones de empleo y sueldo (294), los despidos por incumplimiento del Código de Ética y Conducta (69), y las amonestaciones escritas remitidas (10), entre otros aspectos. Asimismo, en Anexo III se desglosan los casos de discriminación y acoso, y las acciones correctivas emprendidas.*

Sería recomendable que ampliaran la explicación sobre la naturaleza de las comunicaciones e incumplimientos relacionados con falta de ética profesional e incumplimiento del Código de Ética y Conducta, facilitando información de mayor concreción y detalle de los casos relativos a derechos humanos, corrupción y soborno.

Adicionalmente, puesto que los casos de corrupción pueden generar contingencias u obligaciones presentes de pago en concepto de provisiones, cuando sea aplicable, deberían vincularse de una forma precisa y clara estos aspectos con los desgloses en las notas de las cuentas anuales sobre contingencias y provisiones. En este sentido, se les recomienda que tengan en cuenta el Comunicado de la CNMV a raíz de los casos de presuntas prácticas irregulares conocidos en los últimos meses que han afectado a algunas sociedades cotizadas de fecha 25 de noviembre de 2019.

En la tabla que incluyen en el Anexo IV detallan los GRI 205-2 y 205-3 versión 2016 respecto a corrupción y soborno, y, sin embargo, no proporcionan toda la información recogida en estos GRI como por ejemplo, el número de casos de corrupción confirmados y las medidas tomadas, la naturaleza de los casos de corrupción, número de casos en los que se cancelaron o no se renovaron contratos con socios comerciales, o los procedimientos judiciales relacionados con corrupción contra la organización o sus empleados durante el ejercicio y su resultado. Únicamente incluyen una nota señalando que se reportan las sanciones o amonestaciones derivadas de los incumplimientos del Código Ético.

- 8.9** *En relación con la información relativa a la Sociedad, se les recomienda que: (i) respecto a consumidores, amplíen la información relativa a sistemas de reclamación,*



quejas recibidas y su resolución; y (ii) respecto a subcontratación y proveedores se recomienda que detallen los resultados de las auditorías realizadas a proveedores y el alcance y el período al que se refieren las certificaciones de los proveedores, como, por ejemplo, en el caso de la verificación realizada, por el servicio externo World Check One de Thomson Reuters, a 5.733 proveedores, en relación con aspectos de integridad, corrupción y soborno.

8.10 Se recomienda que en la elaboración del EINF se tomen como referencia las directrices no vinculantes publicadas el 5 de julio de 2017 por la Comisión Europea “Directrices UE 2017/C215/01”, y en tal caso se indique que se han tenido en cuenta.

Tomamos nota sobre sus recomendaciones y las tendremos en cuenta para futuros informes.



27 de octubre de 2020