



Dirección General de Mercados  
Comisión Nacional del Mercado de Valores  
c/ Edison, 4  
28006 Madrid

Comisión Nacional  
del Mercado de Valores  
REGISTRO DE Entrada  
Nº 2016091026 28/07/2016 11:36  


Muy señores nuestros:

En relación con su escrito con número de registro de salida 2016082658, en el que se solicita a Repsol, S.A. cierta información sobre los estados financieros consolidados de su grupo del ejercicio 2015, en el documento adjunto se contesta a las cuestiones planteadas.

Asimismo, tomamos nota de sus comentarios para la elaboración de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2016.

Atentamente,

Miguel Martínez San Martín  
CFO  
Repsol, S.A.

**Contestación a las cuestiones planteadas por la CNMV en su requerimiento de 21 de junio de 2016**

A continuación se contestan las cuestiones planteadas por la CNMV en relación con los estados financieros del Grupo Repsol del ejercicio 2015. Para facilitar la comprensión, antes de cada respuesta se extractan los párrafos correspondientes del requerimiento de 21 de junio (**en negrita**).

**“1. En la nota 4.1. de la memoria consolidada, Adquisición de Talisman Energy, Inc., se facilita un detalle de los activos netos adquiridos el 8 de mayo de 2015, destacando la generación de un fondo de comercio por importe de 2.510 millones €. “El valor del fondo de comercio se justifica con las sinergias que se espera materializar tras la adquisición, como consecuencia de las mejoras en la eficiencia de las operaciones, la disminución de los gastos generales y de administración, así como por la existencia de otros activos intangibles no reconocidos de acuerdo con la normativa contable”.**

La NIC 38 Activos intangibles establece en su párrafo 33 que los requisitos necesarios para el reconocimiento de un activo intangible establecidos en el párrafo 21 de la norma se consideran más fácilmente satisfechos en el caso de que los activos sean adquiridos como parte de una combinación de negocios. En este sentido, el párrafo FC19B que acompaña a dicha norma indica que el reconocimiento separado de activos intangibles en lugar de incluirlos en la plusvalía, proporciona mejor información para los usuarios de los estados financieros, incluso si se requiere un considerable grado de juicio para estimar el valor razonable.

**Respecto a este punto:**

**1.1 Indiquen la naturaleza de los activos intangibles incluidos en el importe del Fondo de Comercio, así como los motivos por los que no han podido ser reconocidos contablemente de forma separada.”**

Contestación:

Los principales activos intangibles no reconocidos de forma separada del fondo de comercio son los siguientes:

- Librería sísmica: Talisman Energy Inc. a la fecha de adquisición disponía de una amplia base de datos sísmicos, tanto 2D como 3D. Esta base de datos sísmicos, si bien es útil para evaluar el potencial exploratorio de las áreas sobre las que todavía no se posee licencia de exploración, no ha permitido determinar de forma fiable ni el plazo ni la valoración del mayor éxito relacionado con el potencial

exploratorio de dichas áreas. Es destacable, además, que el mercado secundario de datos sísmicos es fragmentado, ilíquido y opaco.

- Capital humano organizado: el capital humano organizado de Talisman Energy Inc. en el momento de la adquisición ascendía aproximadamente a 3.000 personas (excluyendo los negocios conjuntos). De acuerdo con el párrafo B37 de la NIIF 3<sup>1</sup> este activo no es separable como un activo intangible por lo que ha quedado registrado como parte del fondo de comercio.

Adicionalmente, el fondo de comercio se corresponde con el valor de las sinergias que se obtendrán como consecuencia de la combinación de los negocios (ver contestación a la pregunta 2.7).

**“1.2 Indiquen si existen importes provisionales en la contabilización inicial de la combinación de negocios, de conformidad con el párrafo 45 de la NIIF 3.”**

Contestación:

En la nota 4.1) de las cuentas anuales de 2015 (“Adquisición de Talisman Energy Inc.”), se indica que *“la contabilización de esta combinación de negocios, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición, sería revisada si se dieran las circunstancias previstas en la NIIF 3 “Combinaciones de negocios” [...]”*.

Una vez finalizado el plazo de 12 meses el 8 de mayo de 2016, el registro de la adquisición ha pasado a ser definitivo, sin cambios significativos respecto de la situación a 31 de diciembre de 2015. En concreto, con base en la nueva información recibida sobre hechos existentes a dicha fecha, se han reclasificado activos exploratorios por valor de 406 millones de euros del inmovilizado material al intangible, una vez completada la asignación de valor a los permisos de exploración de diversas áreas, y se ha concluido la valoración de las provisiones no corrientes y de los impuestos diferidos, con un aumento de 43 millones de euros en el fondo de comercio respecto de 31 de diciembre de 2015.

---

<sup>1</sup> NIIF 13 párrafo B37 “La adquirente incluirá en la plusvalía el valor de un activo intangible adquirido que no es identificable en la fecha de la adquisición. Por ejemplo, una adquirente puede atribuir valor a la existencia de una plantilla laboral organizada, que es un grupo de empleados existente que permite que la adquirente continúe la operación de un negocio adquirido desde la fecha de adquisición. Una plantilla laboral organizada no representa el capital intelectual de la plantilla entrenada (conocimiento y la experiencia, a menudo especializados, que los empleados de una adquirida aportan a sus trabajos). Dado que la plantilla organizada no es un activo identificable a reconocerse de forma separada de la plusvalía cualquier valor atribuido se incluirá en ésta. [...]”



**“El inmovilizado intangible adquirido en la combinación de negocios se ha valorado en 87 millones €, mientras que su valor en libros en Talismán era de 412 millones €.**

**1.3 Indiquen si el valor razonable considerado para valorar el inmovilizado intangible coincide con su mejor y mayor uso, y en caso de no ser así, expliquen los motivos (NIIF 13.93 (i)).”**

El valor razonable considerado para valorar el inmovilizado intangible de Talisman Energy Inc. coincide con su mejor y mayor uso. Una vez concluida la contabilización de la combinación de negocios, el importe final del inmovilizado intangible es de 493 millones de euros y se corresponde fundamentalmente con el valor razonable de permisos de exploración y con el coste de aplicaciones informáticas.

**“En el ejercicio de reconocimiento y medición de los activos netos adquiridos, el pasivo por impuesto diferido de Talismán ha pasado de un valor en libros de 767 millones € a 1.875 millones €, indicando que 782 millones € surgen como consecuencia, principalmente, de la revalorización de los activos del segmento Upstream en 3.888 millones €, los cuales se hallan principalmente en Estados Unidos, Canadá, Indonesia, Vietnam, Colombia y Argelia.**

**1.4 Indiquen cómo se ha calculado el pasivo por impuesto diferido, dado el importe reevaluado de los activos de Upstream y dadas las tasas impositivas de los países afectados, que según se desglosa en nota 20.1. Impuesto sobre beneficios, oscilan entre el 27% y el 50%.”**

Contestación:

En la nota 4.1) de las cuentas anuales (“Adquisición de Talisman Energy Inc.”) indicamos que existía un Pasivo neto por impuesto diferido, por importe de -782 millones de euros, *“que surge como consecuencia, principalmente, de la revalorización de los activos del segmento Upstream mencionados anteriormente. Incluye la activación de créditos fiscales en Estados Unidos por importe de 320 millones de euros”*. De forma específica, el pasivo por impuesto diferido ha aumentado en 1.108 millones euros respecto de los importes contabilizados por Talisman. Esa variación corresponde fundamentalmente al efecto fiscal (1.370 millones de euros) asociado a la revalorización de activos como consecuencia de la combinación de negocios (diferencia entre el valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal), considerando el tipo impositivo aplicable en cada país según el siguiente detalle:

|              | Tipo impositivo | Millones de euros |
|--------------|-----------------|-------------------|
|              |                 | Impuesto diferido |
| CANADA       | 27%             | 64                |
| INDONESIA    | 44%-48%         | 885               |
| VIETNAM      | 32%-50%         | 97                |
| COLOMBIA     | 39%             | 184               |
| ARGELIA      | 38%             | 69                |
| OTROS        |                 | 72                |
| <b>TOTAL</b> |                 | <b>1.370</b>      |

“2. En 2016 los supervisores europeos han acordado establecer, junto con la Autoridad Europea del Mercado de Valores (ESMA), unas prioridades comunes de revisión para los estados financieros del ejercicio 2015, con el objetivo de promover en el ámbito de la UE la aplicación consistente de las NIIF.

Con este fin, en octubre 2015 ESMA publicó las “European common enforcement priorities for 2015 financial statements”, en el que se indica, entre otros aspectos, que las sociedades deben ser transparentes sobre el impacto del actual entorno económico (caída de los tipos de interés y del precio de algunas materias primas, fluctuaciones significativas en algunos tipos de cambio, deterioro de la situación macroeconómica de ciertos países, etc.) en las estimaciones de los administradores, y sus efectos sobre los estados financieros.

En este sentido, en la nota 3 de la memoria consolidada de las cuentas anuales de 2015, relativa a “Estimaciones y juicios contables”, desglosan las variables que más afectan a los flujos de caja en los tests de deterioro de los activos no financieros, destacando en la valoración de activos de Upstream la senda de precios de venta de hidrocarburos. Dicha senda indica que *“se elabora de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las provisiones propias sino un “consenso” calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros”, siendo “coherente con el presupuesto anual y con el plan estratégico actualizado”.*

En concreto, el Grupo ha utilizado a 31 de diciembre de 2015 la siguiente senda de precios para el cálculo del valor en uso de sus activos:

| Escenario Base         | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Sigüientes |
|------------------------|------|------|------|------|------|------------|
| Brent/WTI (\$/ barril) | 40   | 55   | 65   | 75   | 85   | + 2%       |
| HH (\$/ Mbtu)          | 2.6  | 3,2  | 3.7  | 4.2  | 4.8  | + 2%       |

**Respecto a este punto:**

**2.1 Indiquen las fuentes de información externas utilizadas para estimar la senda de recuperación de precios, así como si los valores considerados son uniformes con dichas fuentes y, de no serlo, cómo y por qué difieren.”**

Contestación:

En el ejercicio 2015, las estimaciones sobre precios futuros del precio del crudo y del gas han tenido que realizarse en un contexto marcado por la elevada volatilidad de los precios y por las importantes incertidumbres futuras de ciertas dinámicas de mercado.



El escenario base de Repsol para los precios del crudo y del gas a futuro (tabla anterior) se fundamenta en el análisis de las dinámicas a las que estarán sujetos los balances oferta-demanda de cada hidrocarburo en el corto, medio y largo plazo (el declino de la producción y la necesidad de realizar inversiones, la propia variación de la producción, la evolución de los costes marginales entre las distintas áreas, la sostenibilidad del sistema de empresas privadas del petróleo, la política de la OPEP, la producción doméstica de gas natural en Estados Unidos, así como el efecto temperatura, y el efecto inmediato de crecimiento de la demanda tras una caída de precios). Como resultado de dicho análisis, se obtienen unas sendas de precios que se sitúan dentro del rango existente del consenso de analistas.

Las fuentes utilizadas para la realización de las previsiones son la curva de futuros y las previsiones de analistas públicos y privados. Para el análisis de las previsiones de los precios del crudo (Brent y WTI) a corto y medio plazo (hasta 2020) se utilizan los señalados en la Tabla 1 siguiente. En el caso de las previsiones a largo plazo (a partir de 2020) únicamente se utilizan las macro consultoras indicadas en dicha tabla ya que ofrecen previsiones para intervalos más extensos, aunque sólo dos de ellas (la EIA y la AIE) llegan hasta 2040.

En el caso de las previsiones de los precios de gas (Henry Hub), para la comparación con otros analistas se utilizan las mismas macro consultoras que en el crudo. Sin embargo, los analistas financieros que se tienen en cuenta son ligeramente distintos que en el crudo, dado que no todos analizan el gas natural y algunos además no lo hacen con suficiente frecuencia. Los analistas tomados como referencia para el gas natural se presentan en la Tabla 2 siguiente. Cabe destacar que la periodicidad en que cada una de las fuentes publica la información es distinta, variando desde informaciones anuales (principalmente en las previsiones a largo plazo), trimestrales, mensuales, o incluso de manera no regular.

Tabla 1. Analistas utilizados para el análisis de consenso de precios del petróleo

| Macro Consultoras   | Analistas Financieros   |
|---|---|
| Energy Information Administration (EIA)<br>Agencia Internacional de la Energía (AIE)<br>PIRA<br>IHS-CERA<br>Wood Mckenzie<br>Oxford Economics | Goldman Sachs<br>Morgan Stanley<br>Bank of America Merrill Lynch<br>Citigroup Inc<br>Barclays Capital<br>JP Morgan<br>Deutsche Bank AG<br>HSBC<br>UBS<br>Societe Generale SA<br>BNP Paribas SA<br>Bernstein<br>Credit Suisse Group AG<br>Commerzbank AG<br>Santander UK PLC<br>Standard Chartered |

Tabla 2. Analistas utilizados para el análisis de consenso de precios del gas natural

| Macro Consultoras   | Analistas Financieros  |
|---|--|
| Energy Information Administration (EIA)<br>Agencia Internacional de la Energía (AIE)<br>PIRA<br>IHS-CERA<br>Wood Mckenzie<br>Oxford Economics | Goldman Sachs<br>Morgan Stanley<br>Bank of America Merrill Lynch<br>Citigroup Inc<br>Barclays Capital<br>JP Morgan<br>Other Investment Banks<br>Deutsche Bank AG<br>HSBC<br>UBS<br>BNP Paribas SA<br>Bernstein<br>Credit Suisse Group AG<br>Commerzbank AG<br>Santander UK PLC |

La senda de precios asumida por Repsol se encuentra en línea con las estimaciones de las principales agencias oficiales, como la Agencia Internacional de la Energía y la Administración de Información Energética de EE.UU. Los supuestos base de estas agencias respecto de las dinámicas de demanda y de oferta, tienen las mismas directrices que plantea Repsol para soportar su senda tal y como se indica a continuación.

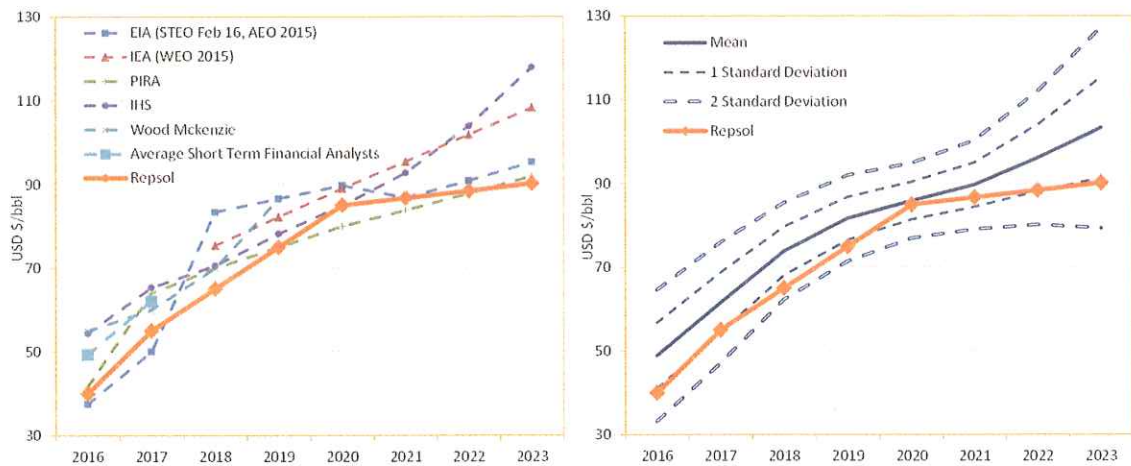
Comparando la senda de precios de Repsol con las del resto de analistas utilizados para el consenso a 31 de diciembre de 2015, y considerando intervalos de confianza de las previsiones de una y dos desviaciones típicas, se concluye que las estimaciones de Repsol para el Brent y el Henry Hub tienen implícitos escenarios



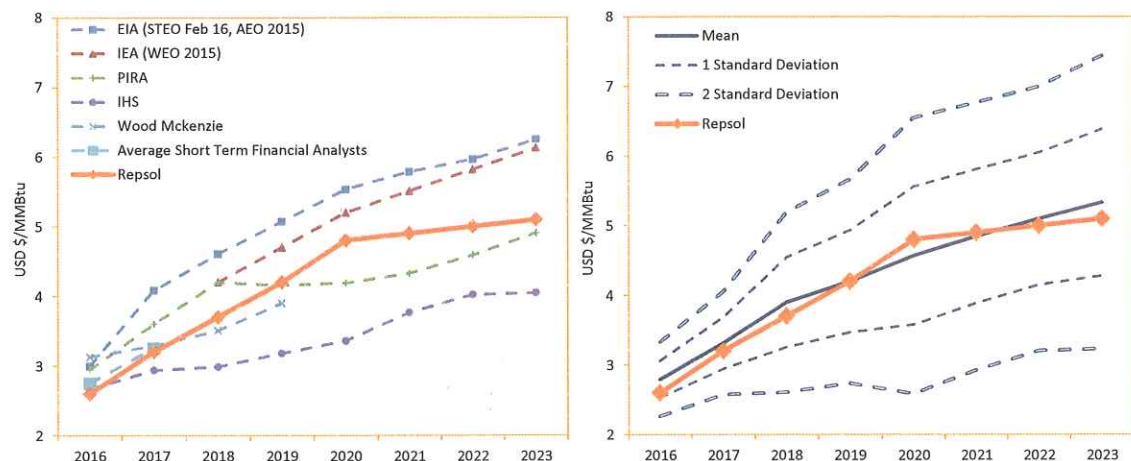
más estrictos de los presentados por los analistas del consenso a esa fecha.

En el caso del Brent, la senda estimada por Repsol resulta de las más conservadoras entre los analistas del consenso a finales de 2015, situándose dentro del intervalo de confianza de dos desviaciones típicas para casi todo el periodo y siempre por debajo de la media. En el caso del Henry Hub también se concluye que la senda de Repsol se sitúa en la media respecto del consenso de analistas a diciembre de 2015 y dentro del intervalo de confianza de una desviación típica a lo largo de todo el periodo.

**Gráfico 1.** Estimación del precio del Brent comparando la senda de Repsol con la de distintos analistas y su variabilidad



**Gráfico 2.** Estimación del precio del Henry Hub comparando la senda de Repsol con la de distintos analistas y su variabilidad



**“2.2 Faciliten una evaluación de la razonabilidad de las hipótesis consideradas en sus proyecciones, examinando, en su caso, las causas de las diferencias entre las proyecciones de flujos de efectivo pasadas y corrientes. Así mismo, consideren en su evaluación la información publicada por el Grupo mediante hecho relevante el pasado 20 de mayo de 2016, con motivo de la Junta General Ordinaria de Accionistas 2016, en la que la recuperación esperada de los precios es la siguiente:**



### Contestación:

Respecto de las hipótesis de precios utilizadas para el test de deterioro al cierre del ejercicio 2015 les indicamos que las mismas se mantienen a la fecha de esta carta.

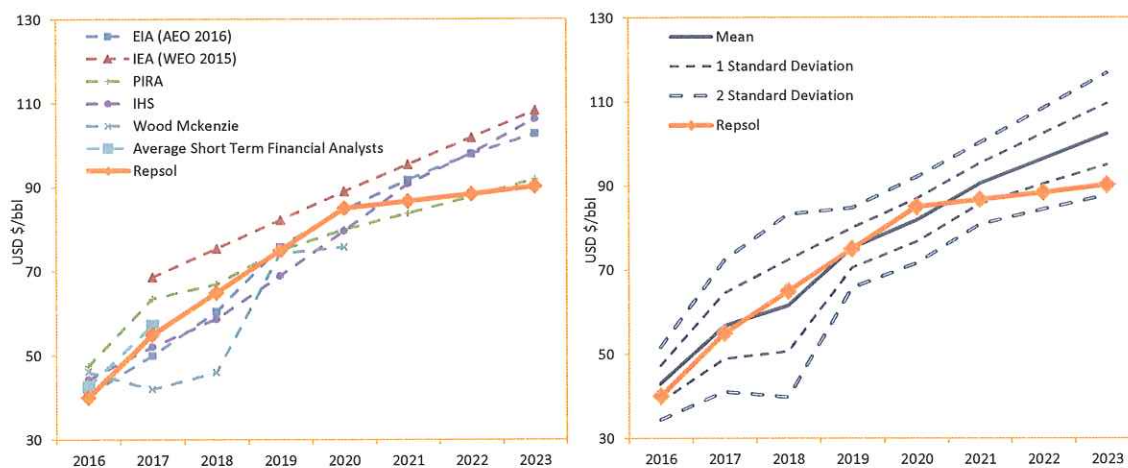
En la Junta de Accionistas 2016 se presentó, a título ilustrativo, una información de precios para el Brent y el Henry Hub que sólo pretendía reflejar el consenso general existente sobre una evolución creciente del precio. Para ello, se recurría a las fuentes más fácilmente accesibles para el público (analistas del consenso mensual realizado por Thomson Reuters) y a las fuentes habitualmente más conservadoras (principales agencias de rating).

Habría que señalar dos aspectos relevantes respecto a estas fuentes:

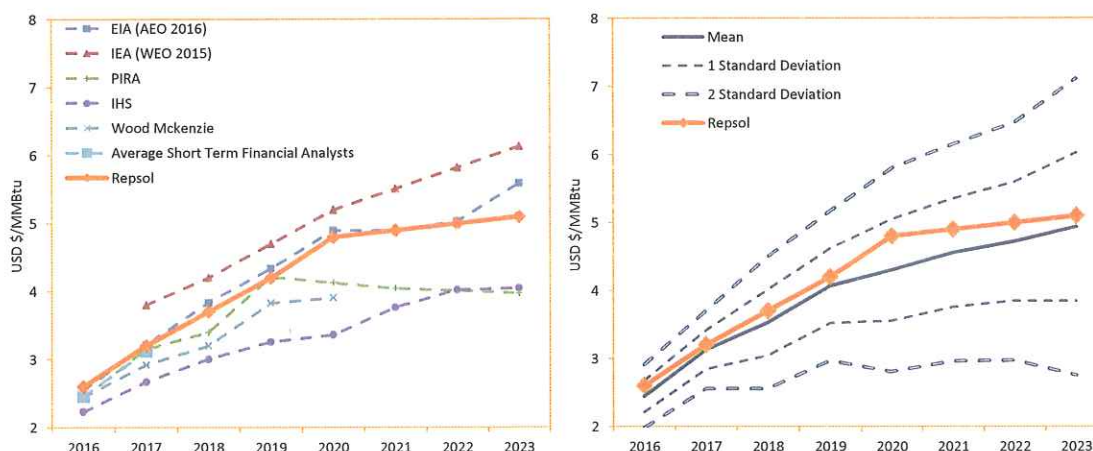
- 1) Thomson Reuters y las agencias de rating publican periódicamente estimaciones de precios a futuro. En el caso de Thomson Reuters mensualmente a través de un consenso con la información más actualizada que dispone de distintos analistas financieros. En el caso de las agencias de rating, no hay una periodicidad definida para su publicación de estimación de precios. En este sentido, las informaciones presentadas en la Junta de Accionistas hacen referencia a un momento puntual y a un grupo de expertos muy específico.
- 2) Tal como se ha comentado en la pregunta anterior, la senda de precios de Repsol se encuentra dentro del intervalo de confianza más estricto respecto a la variabilidad de las estimaciones de otros analistas, entre los que se encuentra buena parte de los que conforman el consenso de Thomson Reuters, sin excluir los más relevantes y considerados en el mercado.

En concreto, comparando la senda de precios de Repsol utilizada para el test de deterioro del cierre del ejercicio 2015 con los analistas utilizados para el consenso a junio de 2016, se concluye que las estimaciones de Repsol para el Brent y el Henry Hub se sitúan por debajo de una desviación típica para casi todo el periodo analizado, es decir, dentro de un rango adecuado respecto a la variabilidad de las estimaciones de los distintos analistas. Solo en los años 2022 y 2023 la estimación de Repsol del Brent se sitúa por debajo de la media y dentro del intervalo de confianza de las dos desviaciones típicas.

**Gráfico 3.** Estimación del precio del Brent comparando la senda de Repsol con la de distintos analistas y su variabilidad (a junio de 2016)



**Gráfico 4.** Estimación del precio del Henry Hub comparando la senda de Repsol con la de distintos analistas y su variabilidad (a junio de 2016)





**“2.3 Señalen si, a la fecha de respuesta a este requerimiento, como consecuencia de los precios de los hidrocarburos, se ha cancelado, renegociado o pospuesto alguno de los proyectos de activos exploratorios, activos no convencionales o cualquier otro proyecto de inversión singular, que sean individual o conjuntamente significativos, existentes a 31 de diciembre de 2015, o bien se prevé hacerlo, indicando, en su caso, los proyectos relevantes afectados y cuantificando el impacto en sus estados financieros (deterioro de activos, provisiones por contratos onerosos, ejecución de garantías, etc.)”**

Contestación:

El escenario de precios que se utilizó para la evaluación del Impairment Test contemplaba en el año 2016 un precio promedio para el Brent de 40\$/bbl y para el HH de 2,6 \$/Mbtu. Los precios actuales están por encima de los precios estimados para el año 2016 y la estimación de precios a largo plazo utilizada al cierre de 2015 no ha sido modificada, por lo que tampoco han existido cambios relevantes sobre la viabilidad de los proyectos por motivo de los precios de referencia. Hay que tener en cuenta que las inversiones de exploración y desarrollo tienen periodos largos de maduración compatibles con las proyecciones de precios del Grupo.

Sin embargo, cabe decir que los bajos precios del primer trimestre de 2016, por debajo de los 40\$/bbl y 2,6 \$/Mbtu, sí hicieron que se replanteasen en el corto plazo algunas de las inversiones con el fin de mejorar el flujo de caja del negocio a corto plazo.

En concreto, el proyecto de Akacias (Colombia), cuya decisión final de inversión estaba prevista durante el primer semestre de 2016, se ha retrasado hasta el 2017. Akacias se encuentra en el Bloque CP09 de Colombia, en la cuenca Sur de Llanos, donde Repsol tiene una titularidad del 45% y es operado por Ecopetrol (55%). La producción comenzó en el 2010, en su fase de producción temprana, y actualmente hay 15 pozos perforados. La declaración de comercialidad fue otorgada en diciembre del 2013. Este retraso en el lanzamiento del plan de desarrollo no solo estuvo motivado por los bajos precios del primer trimestre, sino principalmente por un retraso en algunos de los procesos en marcha para poder concluir la definición del plan de desarrollo con el Operador, Ecopetrol, y con la concesión vecina, Chichimene, con la que se está analizando un Plan Unificado de Explotación y algunos acuerdos de colaboración que permitan optimizar ambos proyectos. El activo mantiene su valor y por ello no se estima en este momento un deterioro del mismo.

En segundo lugar, dados los bajos precios del primer trimestre, se retrasaron algunas actividades en los activos no convencionales de Norteamérica. Cabe mencionar que la forma de explotación de dichos activos, basada en una inversión mantenida en el tiempo, permite aumentar o disminuir la actividad en función de las situaciones de entorno y las consideraciones propias de cada operador. En este sentido, los retrasos supusieron una reducción de la inversión en torno al 28%. De nuevo, por este motivo, no se vislumbra en este momento un

deterioro en el valor de los activos.

**“2.4 Dada la evolución del precio del crudo y el gas en el ejercicio 2015, con caídas del 47% en el precio del Brent y del 38% en el caso de Henry Hub, según la información que facilitan en el informe de gestión consolidado, amplíen el análisis de sensibilidad para los activos del segmento Upstream ante una variación en los precios del crudo y el gas del 10%, similar a la variación en precios considerada en la nota 16.1.1 c) sobre el riesgo de precio de commodities en los instrumentos financieros existentes a cierre de ejercicio.”**

Contestación:

A continuación se desglosa el análisis de sensibilidad para los activos del segmento Upstream ante una variación de los precios del crudo y del gas del 10% a 31 de diciembre de 2015:

|  | Incremento (+)<br>/ descenso (-) | Millones de euros        |                |
|--|----------------------------------|--------------------------|----------------|
|  |                                  | Resultado de explotación | Resultado Neto |
| Variación en los precio del crudo y gas <sup>(1)</sup> | +10%                             | 1.517                    | 1.022          |
|  | -10%                             | (2.836)                  | (1.914)        |

(1) No tiene en cuenta las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones.

**“Entre los activos Upstream para los que se ha registrado deterioro de valor en el ejercicio 2015, destacan activos en Venezuela por 408 millones €, que según se explica en la nota 22, no sólo refleja el descenso en los precios del crudo, sino también las incertidumbres asociadas a la situación económica y cambiaría en Venezuela. Esto ha afectado al inmovilizado material, a activos de inversiones contabilizadas por el método de la participación, y a provisiones adicionales por 56 millones € por la financiación otorgada a los socios en Venezuela y otras cuentas por cobrar. En la nota 16.1.4. indican que la exposición patrimonial de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre, asciende a unos 2.400 millones €, que incluyen fundamentalmente la financiación en dólares otorgada a las filiales venezolanas.**

**2.5 Indiquen cualesquiera restricción significativa que pudiera existir sobre la capacidad de las dependientes, negocios conjuntos o entidades asociadas en Venezuela para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo o reembolsar préstamos o anticipos realizados.”**



Contestación:

Desde un punto de vista legal no existe ninguna restricción significativa para que nuestras empresas en Venezuela transfieran fondos en forma de dividendos en efectivo o para reembolsar préstamos o anticipos recibidos o para cumplir, en general, con sus obligaciones contractuales.

El especial régimen cambiario aplicable a las empresas de hidrocarburos en Venezuela (Convenios cambiarios 9 y 37) permite mantener divisas en cuentas en el exterior, considerando el hecho de que se pueden recibir contraprestaciones en USD por sus operaciones, como es el caso de las principales entidades participadas por Repsol (Cardón IV, S.A., Petroquiriquire, S.A. y Petrocarabobo, S.A.)<sup>2</sup>, divisas que pueden ser utilizadas para efectuar los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela.

Al respecto se debe destacar el derecho a percibir en divisas los dividendos de las principales empresas venezolanas en las que participa Repsol. Así, en el caso de las empresas mixtas de crudo, como Petroquiriquire y Petrocarabobo, es un derecho reconocido a los socios por acto de la Asamblea Nacional y en el caso de las licencias de gas como Cardón IV son los estatutos los que reconocen expresamente ese derecho.

**“2.6 En relación con la provisión por deterioro de 56 millones € dotada en 2015 por la financiación otorgada a negocios en Venezuela y otras cuentas por cobrar, indiquen los criterios seguidos para su dotación, considerando que la financiación total es de, aproximadamente, 2.400 millones €.”**

Contestación:

La provisión de 56 millones de euros dotada en 2015 corresponde a la cuenta a cobrar por Repsol por la financiación en dólares otorgada a YPERGAS, S.A. (sociedad participada por Repsol en un 11,67%), operadora del Consorcio YUCALPLACER. Los ingresos de YPERGAS, S.A. están sujetos a una tarifa de precios que se liquidan en bolívares venezolanos, lo que, en el actual contexto, hace que se trate de un proyecto poco viable y que haya quedado temporalmente en suspenso el proyecto de ampliación de

<sup>2</sup> Así, el artículo 5 del Convenio Cambiario número 9 establece que *“Las empresas creadas en virtud de los convenios de asociación suscritos por Petróleos de Venezuela S.A. bajo el marco de la derogada Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos y las empresas mixtas a las que se refiere la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, podrán mantener en el exterior cuentas en divisa en instituciones bancarias o de similar naturaleza, por concepto de los ingresos recibidos, con el fin de efectuar los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de la República Bolivariana de Venezuela, cuyo seguimiento deberá efectuar el Banco Central de Venezuela, el cual dictará la regulación correspondiente [...]”* Adicionalmente con la entrada en vigor del Convenio Cambiario No 37, se aclara la aplicación del mismo tratamiento anterior a las empresas privadas, sin participación del Estado *“...nacionales o extranjeras que hayan obtenido la licencia correspondiente del Ministerio de Poder Popular con competencia en petróleo y minería, para desarrollar las actividades a las que se refiere el capítulo V de la ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos [...]”* ).



capacidad. Por tal motivo se originó una pérdida específica en la valoración de esta licencia de gas y se cuestionó la capacidad de YPERGAS, S.A. para devolver el préstamo otorgado por Repsol, situación que no afectó al resto de la financiación concedida a nuestros negocios en Venezuela.

**“Respecto a los tests de deterioro de Upstream realizados en el ejercicio 2015, destaca el fondo de comercio por 2.510 millones € surgido de la adquisición de Talismán, que según indican en nota 6, se ha asignado al segmento Upstream, por corresponder a *"las sinergias que surgen de la integración de esta Compañía, tanto por mayor eficiencia de las operaciones como por reducción de gastos"*, las cuales *"benefician al segmento en su conjunto, no son asignables a ninguna UGE de forma individualizada y es intención de la Dirección de Repsol evaluar la recuperabilidad del fondo de comercio a ese nivel"*.”**

**El párrafo 80 de la NIC 36 Deterioro del valor de los activos, establece que a efectos de comprobar el deterioro de valor, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuirá entre cada una de las UGEs o grupo de UGEs de la entidad adquirente que se espere que se beneficien de las sinergias de la combinación de negocios, debiendo ser cada UGE o grupo de UGEs: (i) el nivel más bajo al cual el fondo de comercio es controlado a efectos de gestión interna; y (ii) no pudiendo ser mayor que un segmento de explotación.**

**2.7 Justifiquen por qué el nivel más bajo al cual el fondo de comercio es controlado a efectos de gestión interna es el nivel de segmento de Upstream, dada la existencia de activos en muy diversos países y continentes.”**

Contestación:

El fondo de comercio registrado por la adquisición de Talisman se justifica, entre otros, con las sinergias derivadas de la adquisición como consecuencia de ahorros en funciones corporativas y en funciones soporte que benefician al segmento en su conjunto y que no se pueden asignar a activos específicos con criterios que no sean arbitrarios.

Existen sinergias relevantes derivadas de la integración de ambas compañías, por la duplicidad de recursos dedicados a funciones corporativas y de soporte general del negocio, así como por la homogeneización de las condiciones salariales de ambas compañías.

Son destacables también las sinergias que se producen en algunas funciones corporativas, por ejemplo las derivadas de la gestión global de las finanzas, por la mejora en las condiciones financieras tanto por la optimización de la financiación entre empresas del grupo como por las mejores condiciones con las que se

han sustituido algunos productos con los que se financiaba Talisman.

Igualmente son relevantes las sinergias en los sistemas de información, que se ajustan para integrar a ambas compañías, en los servicios patrimoniales, por la renegociación de seguros y las que surgen como consecuencia de otras optimizaciones en procesos y funciones como comunicación externa, responsabilidad corporativa, asuntos institucionales, etc.

Por todo lo anterior y por la importancia relativa que los beneficios de la adquisición de Talismán supone para todo el segmento Upstream del Grupo Repsol, la Dirección de la compañía evalúa la recuperación del fondo de comercio a ese nivel.

**“En el caso del Downstream, en la nota 3 de la memoria consolidada indican que para la estimación de los flujos de caja de sus negocios se utiliza un periodo de proyección de cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento, y de forma particular en el caso del negocio de Refino, se realizan proyecciones a 25 años.**

**2.8 De conformidad con el párrafo 35 de la NIC 36, justifiquen la utilización de un periodo mayor a 5 años para las refinerías, y por qué consideran que se trata de proyecciones fiables.”**

Contestación:

La utilización de un período mayor a 5 años comenzó en el ejercicio 2011, tras la entrada en explotación de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías. De acuerdo con nuestra experiencia pasada en la proyección de flujos de caja y para acompañar a partir del quinto año el nivel de amortización al de inversión, se decidió ampliar el periodo de proyección de los flujos de caja de forma que a partir del quinto año se proyecta el EBITDA en términos reales, continuando con un nivel de actividad y de entorno de negocio semejantes.

En todo caso, en el supuesto de que la proyección de flujos de caja hubiera sido de cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento, el valor en uso del activo se seguiría manteniendo en un entorno de valor recuperable muy superior al del valor contable de la UGE a 31 de diciembre de 2015.

**“A 31 de diciembre de 2015 la capitalización bursátil de Repsol era inferior al valor en libros de su patrimonio neto consolidado, aspecto que podría ser considerado como un indicador de la posible existencia de deterioro en los activos de la entidad.**



**2.9 Detallen el análisis efectuado por el grupo y la conclusión alcanzada en relación con este indicador.”**

Contestación:

La diferencia entre el valor de cotización de la acción y el valor contable de la misma tiene varias causas.

En empresas como Repsol, la mayor parte de sus activos se afectan a la realización de actividades industriales y comerciales, por lo que su valor contable es el menor entre su valor histórico de adquisición y su valor recuperable. El valor contable refleja, por tanto, una combinación de los efectos de eventos pasados y perspectivas de futuro de la compañía y sus activos. El valor de cotización, por el contrario, refleja las expectativas de futuro que tienen los inversores con respecto a la compañía y está fuertemente influido por las circunstancias de mercado y por las alternativas de inversión existentes.

Ambos criterios de medición, al responder a distintos objetivos, ni tienen en cuenta los mismos elementos ni los valoran de la misma forma. Según la teoría económica el precio de la acción:

- No refleja la valoración completa de una compañía, dado que permite la existencia de bolsas de activos sin valorar. Por ejemplo, en Repsol, el valor de cotización parece que no está recogiendo el fuerte contenido exploratorio, la contribución de activos marginales que son reconocidos muy positivamente en las desinversiones realizadas o la aportación del negocio de Downstream en los años futuros, al considerar en sus valoraciones rendimientos por un periodo muy inferior a lo razonable.
- Penaliza el modelo de compañía integrada, a veces entendida como conglomerado, cuyos beneficios, a veces difíciles de estimar o prever, no están suficientemente recogidos en las valoraciones.
- No considera la prima de control que un participante de mercado pagaría para obtener el control de una compañía.

Por otro lado, el valor de cotización es muy sensible a circunstancias de mercado o país. Valga como ejemplo la caída sufrida tanto por el IBEX (-12,35%) como por Repsol (-10,94%) el día 24 de junio de 2016 cuando se conocen los resultados del referéndum en Reino Unido sobre la salida de la Unión Europea (“Brexit”). En ciertas ocasiones el mercado, y por lo tanto los precios de las cotizaciones, pueden sufrir sobre reacciones y se necesita de largos periodos de tiempo y cierta cantidad de información adicional para transmitir la situación real y que los precios se recuperen.



El contexto actual de la industria genera una sensibilidad extraordinaria a la situación financiera de las compañías, en el fondo, mayor percepción del riesgo; en concreto, el endeudamiento y la posibilidad de poner en riesgo el nivel de rating, son elementos que en el actual contexto financiero español y europeo condicionan las valoraciones en Bolsa. Adicionalmente, las circunstancias económicas han generado una reducción generalizada de las cotizaciones para todas las compañías en España y en Europa, donde existen numerosos ejemplos de compañías relevantes donde su capitalización bursátil es inferior a su valor en libros.

En todo caso, las proyecciones internas en el escenario del Plan Estratégico en una valoración por suma de partes<sup>3</sup> de los negocios de la compañía, superan el valor contable de nuestra acción.

**“3. En la nota 3 de la memoria consolidada, relativa a Estimaciones y juicios contables, explican que “la estimación de las reservas de crudo y gas es un proceso clave para la toma de decisiones”, puesto que “se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en dichos activos del Upstream”.**

Asimismo, indican que hasta el ejercicio 2014, Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la SEC para las estimaciones de reservas probadas, así como el SPE-PRMS para las reservas probables y posibles. A cierre de 2015, tras la adquisición de Talismán, el Grupo ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS también para el reporte de reservas probadas. El SPE-PRMS es uno de los sistemas aceptados por ESMA. Este cambio impactará de manera prospectiva en el cálculo de las amortizaciones.

**3.1 Expliquen la diferencia en la metodología de cálculo de las reservas probadas bajo los criterios de la SEC, y bajo el sistema SPE-PRMS, en concreto, qué condiciones económicas existentes o definidas se consideran bajo uno u otro sistema (precios reales, precios estimados, etc.)”**

Contestación:

El SPE-PRMS se ha consolidado como un estándar global utilizado por un número importante de empresas, especialmente las que no están sujetas u obligadas a estimar y reportar reservas bajo otros marcos regulatorios. De hecho, en muchos casos, el sistema SPE-PRMS se utiliza de manera complementaria a las estimaciones de reservas preparadas para reporte externo, como por ejemplo SEC.

---

<sup>3</sup> Metodología de valoración de compañías. Consiste en valorar por separado las distintas partes o negocios que tiene una compañía (Activo o “Enterprise Value”), incluso por diferentes metodologías específicas, a los que se resta la parte de los pasivos correspondientes (generalmente deuda neta) para llegar a una valoración del Patrimonio Neto o “Equity”.

Es importante mencionar que el SPE-PRMS ha sido aceptado por ESMA como uno de los tres estándares internacionalmente reconocidos:

*“Acceptable Internationally Recognised Mineral Standards - Oil and Gas Reporting*

*- The Petroleum Resources Management System jointly published by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists and the Society of Petroleum Evaluation Engineers, as amended;*

*- Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook prepared jointly by The Society of Petroleum Evaluation Engineers and the Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (“COGE Handbook”) and re-sources and reserves definitions contained in National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities; or*

*- Norwegian Petroleum Directorate classification system for resources and reserves.”<sup>4</sup>*

Repsol venía ya utilizando el sistema SPE-PRMS para la estimación de reservas probables y posibles para uso interno con anterioridad a la reciente extensión de su uso a la categoría de reservas probadas. Este cambio ha aportado mayor consistencia técnica entre las distintas categorías de reservas (Probadas, Probables y Posibles) y recursos, sin conllevar cambios relevantes desde el punto de vista técnico en su estimación.

Otro elemento importante que ha contribuido a tomar esta decisión es la adquisición del Talisman Energy Inc. tal y como se detalla en la “Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos 2015:

*“A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH “Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook” conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas”.*

Por otra parte, con la modernización de las reglas SEC en 2008 ya se realizó un esfuerzo para diseñar las definiciones de una manera consistente con el SPE-PRMS<sup>5</sup>. Incluso uno de los expertos involucrados, destacó que el uso del SPE-PRMS sirvió como guía para esta modernización<sup>6</sup>.

<sup>4</sup> ESMA update of the CESR recommendations, 20 March 2013, ESMA/2013/319

<sup>5</sup> 17 CFR Parts 210, 211 et al., Modernization of Oil and Gas Reporting, Final Rule States:

“Many of the definitions are designed to be consistent with the Petroleum Resource Management System (PRMS).”

<sup>6</sup> Professor John Lee (and others) Professor at University of Houston and 2007-2008: Engineering Fellow with the U.S. Securities &



Respecto a los aspectos económicos, de acuerdo con los requerimientos SEC, Repsol utilizaba hasta el cierre del ejercicio 2014 el precio promedio del primer día de los 12 meses previos a la fecha de evaluación, siempre y cuando los precios no estuvieran definidos contractualmente. En cuanto a los parámetros de costes, se aplicaban los valores a cierre de ejercicio y se mantenían constantes (sin escalación) durante toda la vida del activo o proyecto.

Por el contrario, el SPE-PRMS establece que las evaluaciones económicas se realicen utilizando una estimación razonable de las condiciones futuras, incluyendo los precios y costes que existirán para toda la vida del proyecto. La aplicación del sistema SPE-PRMS también permite la posibilidad de utilizar escenarios económicos constantes para atender los requisitos de información<sup>7</sup>.

En este sentido, para la estimación y evaluación de reservas, a partir de la implementación completa del sistema SPE-PRMS, Repsol aplica escenarios corporativos de precios y costes, en línea con los escenarios que se utilizan para la toma de decisiones de inversión en proyectos y para determinar el deterioro en el valor de los activos.

En resumen, el cambio respecto de las definiciones SEC ha aportado mayor consistencia técnica y económica entre las distintas categorías de reservas y recursos eliminando ineficiencias y mejorando el alineamiento entre los procesos de gestión y control. Asimismo, entendemos que la aplicación de un sistema como el SPE-PRMS, aporta un alto nivel de transparencia y rigurosidad reconocido en la industria y mercados, incluyendo a la propia SEC, dada su alineación técnica con este sistema.

**“3.2 De conformidad con el párrafo 39 de la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, indiquen la naturaleza e importe del cambio en la estimación contable de la vida útil y de las amortizaciones, derivado de los cambios en las estimaciones de las reservas probadas, bien en el ejercicio corriente o que se espere vayan a producirse en ejercicios futuros.”**

#### Contestación:

El cambio en la estimación de reservas probadas es prospectivo, sin impacto en la vida útil o las amortizaciones correspondiente al ejercicio 2015. Respecto del impacto en los ejercicios futuros, resulta impracticable su estimación anticipada pues depende de los escenarios de precios y de costes de cada momento, así como de las

---

Exchange Commission states: “PRMS has rapidly become the global standard for resources definitions and classification. For example, the United States Securities & Exchange Commission used PRMS as a guide for its updated rules, Modernization of Oil and Gas Reporting, published 31 December 2008.”

<sup>7</sup> Petroleum Resources Management System, SPE and others, 2007.



inversiones realizadas en cada uno de los activos.

**“3.3 Indiquen si la situación actual de precios bajos de los hidrocarburos ha supuesto dejar de considerar como probadas ciertas reservas, al acortarse la vida económica de activos productivos que hubieran podido deteriorarse, o bien, por hacer económicamente inviables proyectos de explotación.”**

Contestación:

La vida de las reservas y activos viene limitada por la fecha de expiración de las concesiones y en ocasiones, de forma más prematura, por la existencia de un corte económico, es decir, un momento a partir del cual se estima que los ingresos no serán suficientes para cubrir los costes ligados al activo. En este segundo caso, la estimación de precio del hidrocarburo utilizado a largo plazo afecta a la vida de los activos y a sus reservas. Sin embargo, estaríamos normalmente hablando de los últimos años de producción de activos maduros, es decir, de volúmenes más bien de carácter residual y con un peso muy limitado respecto al total.

En este sentido, si sobre los perfiles de producción del cierre de reservas probadas del 2014, y considerando únicamente los activos de Repsol previos a la compra de Talisman Energy Inc., aplicásemos el año de corte económico obtenido en el cierre de reservas probadas del año 2015, únicamente estaría afectado el 0,7% del volumen de reservas probadas del 2014, cifra ésta que se considera poco relevante.

En el cierre de 2015 se ha utilizado una senda de precios creciente que refleja en el corto plazo la situación de precios actual (40\$/bbl en el año 2016) y estima una recuperación del precio hasta los 85\$/bbl en el año 2020, estabilizándose entonces con una evolución ligada a la inflación a largo plazo. Esta estimación del precio Brent en los primeros 14 años está por debajo del precio utilizado en el cierre de reservas del año 2014 (101,3 \$/bbl Brent en nominales). Por este motivo activos con vida útil más allá del 2030 no han visto reducido sus reservas por efecto precio.

**“4. En la nota 29.1 de la memoria consolidada, relativa a Compromisos contractuales, desglosan los compromisos firmes de compras, inversión, gastos, ventas e ingresos del Grupo. Se cuantifican dichos compromisos en millones €, si bien se indica que se trata de *"acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos"*, por lo que *"han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol"*. Los compromisos más significativos corresponden a compras y ventas de crudo y gas natural, por un total de 26.542 millones € y 20.822 millones €, respectivamente.**

Con relación a los riesgos de tipo de cambio y precio que dichos compromisos suelen conllevar, en la nota 17 de la memoria consolidada se informa de los derivados existentes a cierre de ejercicio, contratados para gestionar la exposición del Grupo a los mencionados riesgos, habiéndose designado como de cobertura contable algunos de ellos.

Respecto a este punto:

**4.1 Indiquen qué estimación de los precios de los productos han considerado para cuantificar los compromisos en millones de €, así como para cuantificar las provisiones por contratos onerosos que, en su caso, pudieran surgir.”**

Contestación:

Las estimaciones de los precios consideradas son las mismas que las desglosadas para el cálculo del valor recuperable de los activos descritos en la Nota 3 “Estimaciones y juicios contables” de las Cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2015.

**“4.2 En relación con la descripción de la naturaleza de los compromisos de compras y ventas de crudo y gas natural, indiquen de forma agregada los volúmenes comprometidos de cada tipo de producto.**

Contestación:

Los volúmenes comprometidos de cada tipo de producto se indican a continuación:

| Compromisos de compra | Unidad de medida | Volúmenes comprometidos |        |        |        |        |       | Ej. Posteriores | Total |
|-----------------------|------------------|-------------------------|--------|--------|--------|--------|-------|-----------------|-------|
|                       |                  | 2016                    | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   |       |                 |       |
| Crudo                 | k bbl            | 42.345                  | 12.157 | 12.200 | 12.198 | 12.196 | 1.467 | 92.563          |       |
| Gas Natural           |                  |                         |        |        |        |        |       |                 |       |
| Gas natural           | TBtu             | 181                     | 97     | 90     | 4      | 4      | 24    | 399             |       |
| Gas natural licuado   | TBtu             | 22                      | 24     | 42     | 73     | 90     | 1.558 | 1.810           |       |

| Compromisos de venta | Unidad de medida | Volúmenes comprometidos |        |       |       |       |        | Ej. Posteriores | Total |
|----------------------|------------------|-------------------------|--------|-------|-------|-------|--------|-----------------|-------|
|                      |                  | 2016                    | 2017   | 2018  | 2019  | 2020  |        |                 |       |
| Crudo                | k bbl            | 13.684                  | 11.551 | 4.303 | 3.969 | 3.693 | 20.878 | 58.078          |       |
| Gas Natural          |                  |                         |        |       |       |       |        |                 |       |
| Gas natural          | TBtu             | 323                     | 141    | 124   | 85    | 85    | 686    | 1.444           |       |
| Gas natural licuado  | TBtu             | 41                      | 42     | 33    | 31    | 29    | 72     | 249             |       |

**“4.3 Respecto a los derivados desglosados en la nota 17, indiquen su importe nocional.”**

**Contestación:**

Los importes nocionales de los derivados contratados se indican a continuación:

| Millones de euros                      | Valor razonable |              | Nocional      |              |
|--|-----------------|--------------|---------------|--------------|
|  | 2015            | 2014         | 2015          | 2014         |
| <b>Coberturas de Flujo de Efectivo</b> | <b>(92)</b>     | <b>(151)</b> | <b>358</b>    | <b>1.325</b> |
| De tipo de interés                     | (93)            | (176)        | 353           | 1.325        |
| De tipo de cambio                      | -               | -            | 5             | -            |
| De precio de producto                  | 1               | 25           | (i)           | (i)          |
| <b>Coberturas de Inversión Neta</b>    | <b>(2)</b>      | <b>-</b>     | <b>270</b>    | <b>-</b>     |
| De tipo de cambio                      | (2)             | -            | 270           | -            |
| <b>Otras operaciones con derivados</b> | <b>287</b>      | <b>428</b>   | <b>9.660</b>  | <b>5.105</b> |
| De tipo de cambio                      | 1               | 94           | 9.660         | 5.105        |
| De precio de producto                  | 286             | 334          | (i)           | (i)          |
| <b>Total <sup>(1)</sup></b>            | <b>193</b>      | <b>277</b>   | <b>10.288</b> | <b>6.430</b> |

(i) Los nocionales de los derivados de precio de producto se presentan en unidades físicas y se informan en la tabla siguiente:

|  | 31/12/2015         | Valor Razonable     |            | 31/12/2014                          | Valor Razonable     |
|--|--------------------|---------------------|------------|-------------------------------------|---------------------|
|  | (Unidades Físicas) | (Millones de euros) |            | (Unidades Físicas)                  | (Millones de euros) |
| <b>COBERTURA</b>                       |                    |                     | <b>1</b>   | <b>COBERTURA</b>                    | <b>25</b>           |
| Contratos de compra (Miles de galones) | (17.650)           |                     | 1          | Opciones call (Miles de barriles)   | (3)                 |
|  |                    |                     |            | Otros                               | a                   |
| <b>NO COBERTURA</b>                    |                    |                     | <b>286</b> | <b>NO COBERTURA</b>                 | <b>334</b>          |
| Contratos de compra                    |                    | (750)               |            | Contratos de compra                 | 280.652             |
| IPE GO (Miles de Toneladas)            | 563                | (40)                |            | IPE GO (Miles de Toneladas)         | 362                 |
| BRENT (Miles de barriles)              | 24.777             | (241)               |            | BRENT (Miles de barriles)           | 13.623              |
| NYMEX HHO (Miles de galones)           | 1.200.528          | (402)               |            | NYMEX HHO (Miles de galones)        | 26.628              |
| RBOB (Miles de galones)                | 638.106            | (58)                |            | RBOB (Miles de galones)             | 173.754             |
| Otros                                  | a                  | (9)                 |            | ULSG (Miles de Toneladas)           | 135                 |
|  |                    |                     |            | WTI (Miles de barriles)             | 5.024               |
|  |                    |                     |            | Otros                               | a                   |
| Contratos de venta                     |                    | 886                 |            | Contratos de venta                  | 346.340             |
| IPE GO (Miles de Toneladas)            | 1.038              | 108                 |            | IPE GO (Miles de Toneladas)         | 591                 |
| BRENT (Miles de barriles)              | 26.234             | 260                 |            | BRENT (Miles de barriles)           | 15.855              |
| NYMEX HHO (Miles de galones)           | 1.272.138          | 446                 |            | NYMEX HHO (Miles de galones)        | 49.014              |
| RBOB (Miles de galones)                | 686.490            | 62                  |            | RBOB (Miles de galones)             | 209.370             |
| WTI (Miles de barriles)                | 1.603              | 10                  |            | WTI (Miles de barriles)             | 5.357               |
| Otros                                  | a                  | 0                   |            | Otros                               | a                   |
| Swaps                                  |                    | 159                 |            | Swaps                               | 4.161.290           |
| NAT GAS FUTS (Miles de galones)        | 8.160.013          | 61                  |            | NAT GAS FUTS (Miles de galones)     | 1.056.792           |
| Fuel Oil (Miles de Toneladas)          | 7.334              | 49                  |            | FUEL (Miles de Toneladas)           | 6.774               |
| Crudo (Miles de Toneladas)             | 5.455              | 25                  |            | NAPH (Miles de toneladas)           | 344                 |
| NAFTA (Miles de toneladas)             | 40.543             | 23                  |            | NAFTA (Miles de Toneladas)          | 1.138               |
| Jet (Miles de toneladas)               | 376                | 15                  |            | AGC NG Basis-ICE (Miles de galones) | 41.210              |
| Otros                                  | a                  | (14)                |            | HEATING OIL(HO) (Miles de barriles) | (24.108)            |
|  |                    |                     |            | Otros                               | a                   |
| <b>Otros</b>                           | <b>a</b>           | <b>(9)</b>          |            | <b>Otros</b>                        | <b>a</b>            |
| <b>TOTAL</b>                           |                    | <b>287</b>          |            | <b>TOTAL</b>                        | <b>359</b>          |

a Corresponde a varios contratos poco significativos.

**“5. En la nota 29.2 de la memoria consolidada, relativa a Garantías, cuantifican y describen la naturaleza de las garantías vivas otorgadas de importe significativo, correspondientes a obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías participadas por el Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados. Adicionalmente se indica que existen otras garantías otorgadas y compromisos de indemnizar del Grupo, principalmente en relación con la venta de activos y eventuales responsabilidades por sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de sus operaciones y la práctica general de la industria.**



En relación a este último tipo de garantías otorgadas en el curso normal del negocio:

### 5.1 Cuantifiquen su importe aproximado.”

#### Contestación:

A continuación se informa de las otras garantías formalizadas en el curso normal del negocio:

| Millones de euros  | Importe |
|--|---------|
| Por ventas de activos <sup>(1)</sup>                                 | 10      |
| Por el curso ordinario de actividad de la garantizada <sup>(2)</sup> | 47      |
| Por responsabilidades de naturaleza medioambiental <sup>(3)</sup>    | n/a     |

(1) Los compromisos adquiridos en relación con la venta de compañías del Grupo corresponden a garantías otorgadas a favor de terceros con anterioridad a la venta. El comprador contra-garantiza a Repsol, si tras la venta, se recibiera cualquier reclamación derivada de las obligaciones cubiertas por las anteriores garantías y hasta que el comprador haya podido formalizar una nueva garantía por la que se libera a Repsol de dichas obligaciones.

(2) Corresponde a un número limitado de garantías, ver apartado 5.2.

(3) Los compromisos por responsabilidades de naturaleza medioambiental se formalizan en el curso normal de las operaciones de Exploración & Producción de hidrocarburos, siendo remota la probabilidad de ocurrencia de las eventualidades cubiertas y sus cuantías no determinables.

**“5.2 Para las operaciones más significativas, informen de su naturaleza o de los compromisos asumidos por el emisor a través de su entrega, así como ante quiénes se han presentado, y las consecuencias del incumplimiento. En su caso, informen de las garantías ejecutadas y su evolución en el periodo, indicando la provisión que haya podido surgir con relación a determinados proyectos.”**

Contestación:

A continuación se informa de las características de las garantías más relevantes a 31 de diciembre de 2015:

| Sociedad garantizada                                   | Garante  | Importe<br>(millones de euros) | Objeto  | Nombre beneficiario                            | Naturaleza                   |
|--|--|--------------------------------|---|--|------------------------------|
| Iberian Lube Base Oil Company, S.A. (ILBOC)            | Repsol Petróleo, S.A.                            | 30                             | Préstamo bancario a ILBOC, del que Repsol Petróleo S.A. responde por un 30% (financiación en el curso normal de actividad).                       | Credit Agricole CIB & ING Bank NV Seoul Branch | Curso normal de su actividad |
| Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, S.L. | Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. | 7,5                            | Importe máximo línea de avales para su curso normal de actividad por el 21,38% de participación del Grupo.  | Banco Santander                                | Curso normal de su actividad |
| Inch Cape Offshore, Ltd.                               | Repsol, S.A.                                     | 6,8                            | Cubre obligaciones y responsabilidades en relación con la licencia de instalación y operación de la estación meteorológica offshore en INCH CAPE. | The Crown State                                | Garantía por venta de activo |

Durante el ejercicio 2015, no se han producido ejecuciones significativas de garantías.

**“5.3 Indiquen la probabilidad estimada de que se produzca incumplimiento y tengan que responder a los compromisos asumidos.”**

Contestación:

Con la información disponible por Repsol, consideramos que la probabilidad de que se produzca un incumplimiento que suponga responder de los compromisos asumidos y con impacto significativo es remota.

**“6. Para la correcta comprensión de las cuentas anuales consolidadas, deberán facilitar la siguiente información requerida por la normativa contable aplicable, en la medida que sea relevante:**

**6.1 Adicionalmente a la información facilitada en nota 8 para los negocios conjuntos de GNF y RSB, identificados como los más significativos, faciliten la misma información para otros negocios conjuntos y entidades asociadas materiales o de importancia relativa para el Grupo, como podrían ser a cierre del ejercicio Talisman Sinopec Energy UK Ltd., Equion Energía Ltd., Petroquiriquire, S.A., YPFB Andina o BPRY Caribbean Ventures Lic. (párrafo 21 (b)(ii) de la NIIF 12).”**

### Contestación:

Repsol considera que esta información no es relevante pues ninguna de las inversiones anteriores supera el 1% de los activos totales del Grupo Repsol.

No obstante, a continuación se presenta información financiera resumida preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 2 “Bases de presentación” y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

| Millones de euros  | Andina     |            | BPTT         |              | Petroquiriquire (i) |            | Equion       |
|--|------------|------------|--------------|--------------|---------------------|------------|--------------|
|  | 2015       | 2014       | 2015         | 2014         | 2015                | 2014       | 2015         |
| Ingresos de explotación  | 340        | 433        | 1.700        | 2.792        | 484                 | 793        | 343          |
| Amortización y provisiones por deterioro   | (115)      | (134)      | (707)        | (598)        | (776)               | (81)       | (329)        |
| Otros gastos de explotación  | (168)      | (105)      | (1.106)      | (1.082)      | (663)               | (333)      | (141)        |
| <b>Resultado de explotación</b>  | <b>57</b>  | <b>194</b> | <b>(113)</b> | <b>1.112</b> | <b>(955)</b>        | <b>379</b> | <b>(127)</b> |
| Ingresos financieros   | 320        | 7          | (1)          | 1            | -                   | 26         | -            |
| Gastos financieros   | (366)      | (4)        | 28           | (88)         | 3                   | (16)       | (6)          |
| <b>Resultado entidades valoradas por el método de la participación-neto de impuestos</b> | <b>16</b>  | <b>12</b>  | -            | -            | -                   | -          | -            |
| <b>Resultado antes de impuestos</b>  | <b>27</b>  | <b>209</b> | <b>(86)</b>  | <b>1.025</b> | <b>(952)</b>        | <b>389</b> | <b>(133)</b> |
| Gasto por impuesto   | (29)       | (35)       | 44           | (615)        | 122                 | (271)      | 4            |
| <b>Resultado del periodo de las operaciones continuadas</b>                              | <b>(2)</b> | <b>174</b> | <b>(42)</b>  | <b>410</b>   | <b>(830)</b>        | <b>118</b> | <b>(129)</b> |
| <b>Resultado del periodo de las operaciones interrumpidas</b>                            |            |            |              |              |                     |            |              |
| <b>Resultado atribuido a intereses minoritarios</b>                                      |            |            |              |              |                     |            |              |
| <b>Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante</b>                           | <b>(2)</b> | <b>174</b> | <b>(42)</b>  | <b>410</b>   | <b>(830)</b>        | <b>118</b> | <b>(129)</b> |
| Participación de Repsol  | 48%        | 48%        | 30%          | 30%          | 40%                 | 40%        | 49%          |
| Resultado por integración  | (1)        | 84         | (13)         | 123          | (332)               | 47         | (63)         |
| Dividendos   | 54         | 84         | -            | 100          | -                   | 104        | 84           |
| Otro resultado integral  | 54         | 56         | 39           | 39           | 92                  | 94         | 12           |

(i) Los resultados del ejercicio 2015 corresponden fundamentalmente al deterioro de activos tal y como se indica en la nota 8 y en la Nota 21 “Deterioro de activos”.

| Millones de euros                     | Andina       |              | BPTT         |              | Petroquiriquire |              | Equion     |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|--------------|------------|
|                                       | 2015         | 2014         | 2015         | 2014         | 2015            | 2014         | 2015       |
| <b>Activos</b>                        |              |              |              |              |                 |              |            |
| Activos no corrientes                 | 935          | 755          | 6.741        | 5.410        | 1.197           | 1.567        | 815        |
| Activos corrientes                    | 477          | 741          | 748          | 649          | 4.148           | 3.236        | 176        |
| Efectivo y equivalentes de efectivo   | 276          | 347          | 64           | 59           | 19              | 22           | 99         |
| Otros activos corrientes              | 201          | 394          | 684          | 590          | 4.129           | 3.214        | 77         |
| <b>Total Activos</b>                  | <b>1.412</b> | <b>1.496</b> | <b>7.489</b> | <b>6.059</b> | <b>5.345</b>    | <b>4.803</b> | <b>991</b> |
| <b>Pasivos</b>                        |              |              |              |              |                 |              |            |
| Pasivos no corrientes                 | 196          | 90           | 5.648        | 4.443        | 94              | 164          | 335        |
| Pasivos financieros                   | 0            | 0            | 0            | 898          | 0               | 0            | 0          |
| Otros pasivos no corrientes           | 196          | 90           | 5.648        | 3.545        | 94              | 164          | 335        |
| Pasivos corrientes                    | 214          | 402          | 568          | 431          | 3.873           | 2.663        | 119        |
| Pasivos financieros                   | 0            | 0            | 0            | 381          | 0               | 38           | 0          |
| Otros pasivos corrientes              | 214          | 402          | 568          | 50           | 3.873           | 2.625        | 119        |
| <b>Total Pasivos</b>                  | <b>410</b>   | <b>492</b>   | <b>6.216</b> | <b>4.874</b> | <b>3.967</b>    | <b>2.827</b> | <b>454</b> |
| <b>ACTIVOS NETOS</b>                  | <b>1.002</b> | <b>1.004</b> | <b>1.273</b> | <b>1.185</b> | <b>1.378</b>    | <b>1.976</b> | <b>537</b> |
| Participación de Repsol               | 48%          | 48%          | 30%          | 30%          | 40%             | 40%          | 49%        |
| Participación en los activos netos    | 484          | 485          | 382          | 356          | 551             | 790          | 263        |
| <b>Valor contable de la inversión</b> | <b>484</b>   | <b>485</b>   | <b>382</b>   | <b>356</b>   | <b>551</b>      | <b>790</b>   | <b>263</b> |



En relación con Talisman Sinopec Energy UK Ltd. (TSEUK), tal y como se detalla en las Notas 8 “Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación” y 14 “Provisiones corrientes y no corrientes” de las cuentas anuales consolidadas, el valor de la inversión en esta sociedad que se refleja en los estados financieros del Grupo es nulo y, además, se ha reconocido una provisión por los desembolsos previstos para la financiación de las obligaciones adquiridas, que fundamentalmente se corresponden con el coste neto del desmantelamiento de las instalaciones y cuyo valor al cierre del ejercicio 2015 es de 1.296 millones de euros.

**“6.2 En relación con el punto anterior, la entidad deberá proporcionar una conciliación de la información financiera resumida presentada con el importe en libros de su participación en el negocio conjunto o entidad asociada (párrafo 814 de la NIIF 12), considerando tanto el valor de la inversión como el de las provisiones que pudiera tener asociadas.”**

Contestación:

Ver respuesta anterior.

**“6.3 Faciliten los desgloses requeridos por el párrafo 22 de la NIIF 12 para acuerdos conjuntos y asociadas que sean materiales o de importancia relativa para el Grupo, en relación con:**

- (a) naturaleza y restricciones significativas impuestas sobre la capacidad de las participadas para transferir fondos; (b) indiquen si los estados financieros que se han utilizado refieren o no a la misma fecha que los de la entidad dominante; y (c) la parte de pérdidas no reconocidas.**

Contestación:

Les confirmamos que para los acuerdos conjuntos y asociadas que sean materiales o de importancia relativa significativa: (i) no existen restricciones legales sobre la capacidad de transferir fondos, (ii) los estados financieros utilizados se refieren a la misma fecha que los de Repsol, S.A., y (iii) no existen pérdidas no reconocidas.

**“En relación con el apartado (b), en diversas noticias de prensa de noviembre 2015 se publicó que *“El consejo de la sociedad conjunta de Repsol y Sinopec aprobó el pasado 29 de septiembre de 2015 las cuentas de 2014, con pérdidas antes de impuestos de 4.820 millones USD (4.422 MM €), superiores en un 131% los de 2013. Para recapitalizar Talisman Sinopec Energy UK, sus accionistas han puesto en marcha dos operaciones en 2015, que suponen en total un saneamiento de 2.500MM €. Por un lado, Repsol y Sinopec han canjeado 1.068MM USD en préstamos por capital de la sociedad británica. A la vez, han abierto una***

***línea de financiación de 1.700 MMUSD para cubrir las necesidades de liquidez de su filial entre jul-2015 y dic-2016". Considerando la relevancia de las operaciones anteriores realizadas en 2015, indiquen expresamente la fecha de los estados financieros considerados para aplicar el método de la participación, puesto que en el Anexo 1 de la memoria consolidada se facilitan las cifras de patrimonio neto y capital social de las participadas a 31 de diciembre de 2014."***

*Contestación:*

La fecha de adquisición de Talisman Sinopec Energy UK fue el 8 de mayo de 2015. Los estados financieros considerados para aplicar el método de la participación se refieren a la misma fecha que los de Repsol, S.A. (31 de diciembre de 2015).