



*Pedro Antonio Merino García**

*Rodnan García Ramírez***

COYUNTURA ACTUAL DEL MERCADO DEL PETRÓLEO: EVOLUCIÓN Y PREVISIONES PARA 2017

El objetivo de este artículo es analizar la evolución reciente del mercado de petróleo y las perspectivas para 2017. En la primera parte se describe la evolución reciente de los precios del crudo así como un análisis de la curva de precios a distintos plazos y de la volatilidad. En una segunda parte se profundiza en las variables que explican el balance oferta-demanda en los últimos años. Posteriormente se comentan los datos publicados más recientemente y finalmente se analiza la principal incertidumbre existente en 2017; la sostenibilidad del crecimiento del crudo no convencional.

Palabras clave: precio del crudo, fundamentos del mercado de petróleo, expectativas sobre el balance oferta-demanda.

Clasificación JEL: L71, Q40, Q41.

1. Introducción

Desde finales de 2014 y durante todo 2015, el mercado del petróleo ha estado inmerso en un contexto de sobreoferta que ha llevado a los precios del crudo al ciclo bajista más largo desde los inicios de los años ochenta. En 2016, las fuerzas del mercado actuaron y se produjo un reajuste en determinados trimestres del balance oferta-demanda. Sin embargo, es en este año 2017 cuando se espera que se produzca no solo un completo reajuste, sino una significativa caída de inventarios que los aproxime a

su media de los últimos cinco años desde los niveles máximos actuales.

Por el lado de la oferta, tanto la producción de la OPEP como la de petróleo no convencional de EE UU están en el punto de mira de analistas y agentes financieros. Cada dato que se publica tiene una fuerte repercusión en el mercado.

En el caso de la OPEP, tras los acuerdos de recorte de producción alcanzados a finales de 2016 y que han sido prorrogados recientemente en mayo, el mercado valora constantemente el cumplimiento de los recortes y su repercusión en el ajuste del balance. En el caso de los no convencionales de EE UU, el mercado está analizando si es posible continuar con la «revolución del *fracking*» en cualquier ▷

*Director de Estudios. Repsol. Técnico Comercial y Economista del Estado.

** Jefe de Estudios Energéticos. Dirección de Estudios, Repsol.

Versión de junio de 2017.

entorno de precios y si el aumento de producción a los precios actuales puede compensar los recortes de la OPEP. Por el lado de la demanda, lo más llamativo es la constatación de un sólido crecimiento como consecuencia de la caída de los precios del crudo, que en media anual cayeron tanto en 2015 como en 2016.

El ajuste del balance parece inminente, y con él la recuperación de los precios. Sin embargo, este escenario no está exento de incertidumbre, ya que actualmente el mercado parece estar dando más peso a factores que mantienen anclados los precios en la banda entre 50 y 52 dólares por barril.

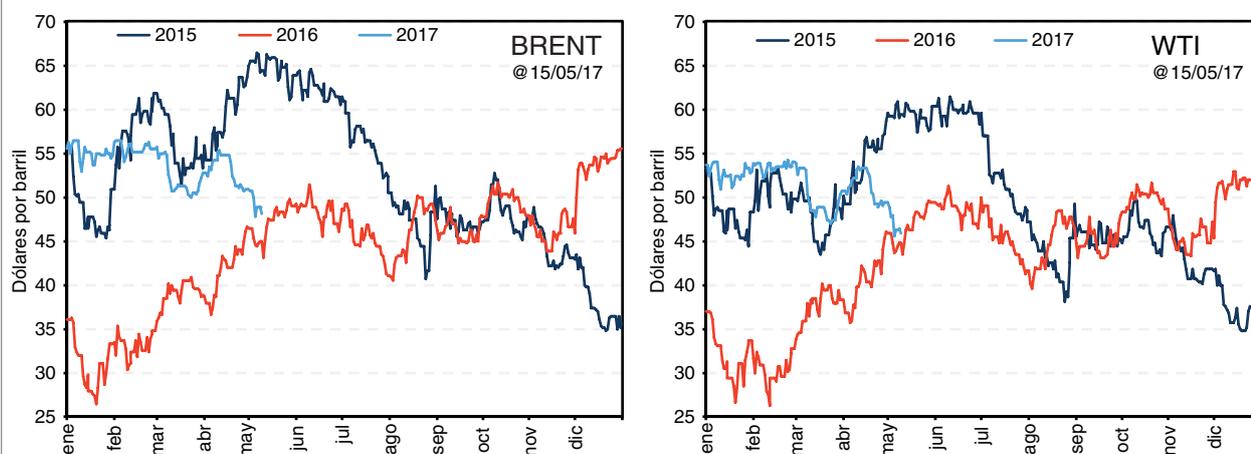
2. Evolución reciente de los precios del crudo y de la volatilidad

En el primer cuatrimestre de 2017 las cotizaciones tanto del Brent como del WTI han seguido un perfil marcado principalmente por las expectativas de oferta: por un lado, el mercado se ha fijado en el cumplimiento de los recortes anunciados a finales de 2016 por la OPEP y un

grupo de once países no-OPEP (Rusia, México, Kazajstán, Azerbaiyán, Omán, Malasia, Guinea Ecuatorial, Sudán del Sur, Sudán, Bahréin y Brunéi); mientras que el otro foco de atención ha estado sobre los datos de recuperación de la actividad y la producción de los no convencionales de esquistos de EE UU.

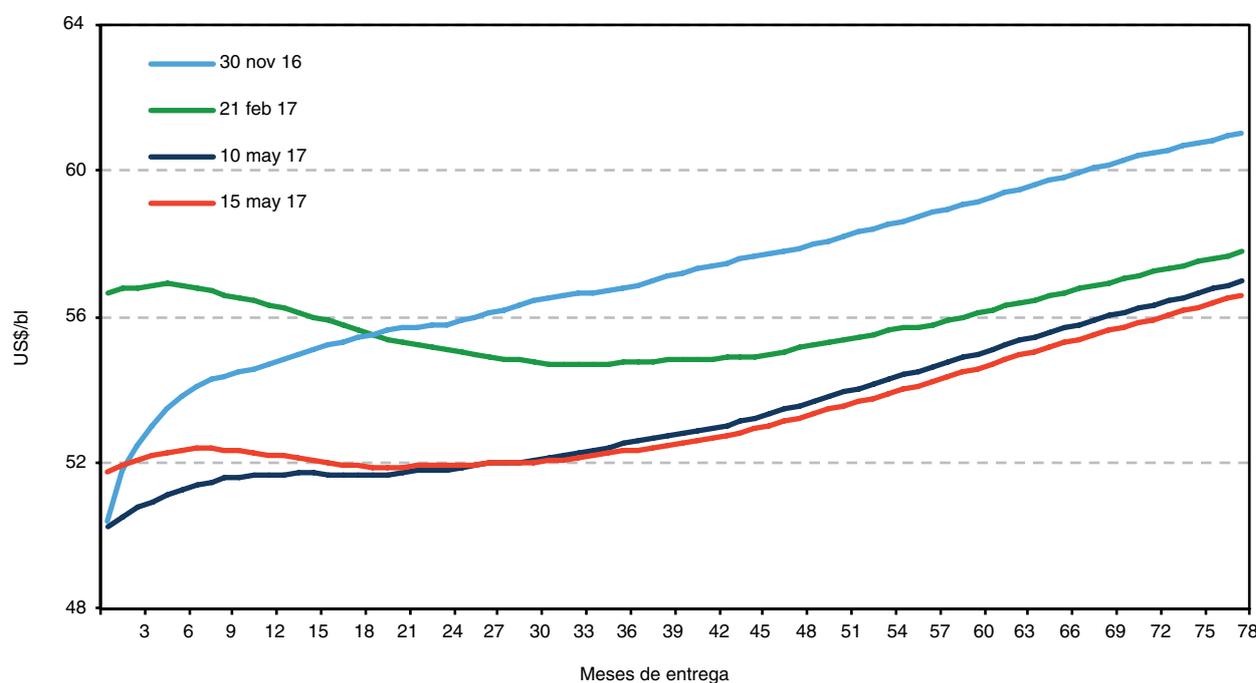
La media del precio del crudo en el mercado físico del Brent, entre el 1 de enero y el 15 de mayo de 2017, se situó en los 53,3 dólares por barril (\$/bl). Hasta principios de marzo, el precio se movió en un margen muy estrecho, 54-56 \$/bl, sostenido por un alto cumplimiento de los recortes de producción acordados, sobre todo por parte de Arabia Saudí. Entre el 8 y el 9 de marzo, el precio corrigió a la baja alrededor de un 10 por 100 ante la publicación de datos del balance en EE UU que reflejaban una mayor producción y una acumulación sostenida de los inventarios de crudo. A lo largo de marzo y abril, el sentimiento del mercado se tornó más negativo y solo la intervención militar de EE UU en Afganistán y Siria dio cierto soporte a los precios. Este repunte del Brent hasta los 55 dólares por causas geopolíticas tuvo corta ▶

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS CRUDOS BRENT DATED Y WTI SPOT



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

GRÁFICO 2
CURVA TEMPORAL DE LOS FUTUROS SOBRE EL BRENT A DISTINTAS FECHAS



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

duración y, a principios de mayo, el mercado centró su atención nuevamente en unos niveles de inventarios persistentemente altos a pesar del compromiso de la OPEP con los recortes de producción, lo que generó dudas sobre el balance oferta-demanda e hizo retroceder el precio, una vez más, hasta el entorno de los 50 dólares, marcando un mínimo del año el día 4 de mayo en 47,8 \$/bl.

Un indicador del ajuste del balance es la evolución de la estructura de la curva a plazo de los futuros sobre el petróleo. Cuando el balance del mercado está en sobreoferta, se genera una debilidad en los precios a corto plazo que da lugar a una estructura temporal en *contango*. Esta estructura, con precios a largo por encima de los de a corto, anima a acumular esa parte de la oferta que no se consume para venderla después a un mayor precio; es decir, aumentan los inventarios. Por el contrario, cuando

el mercado se ajusta y la demanda es superior a la oferta, se crea una tensión en los precios a corto que da lugar a una estructura temporal en *backwardation*. En este caso, el incentivo consiste en deshacerse ahora de inventarios, dado que, según la estructura temporal de la curva de precios, estos serán inferiores en el futuro. El paso de la curva de *contango* a *backwardation* es característico de un mercado en proceso de ajuste, de ahí su importancia en el contexto actual.

Tras los acuerdos de recorte de producción de finales del año pasado, el mercado esperaba un reajuste relativamente inmediato del balance oferta-demanda. De ahí el paso de una curva totalmente en *contango* justo antes de los acuerdos a una estructura en *backwardation* más o menos pronunciada en febrero, para las entregas entre septiembre de 2017 y principios de 2020. Sin embargo, las crecientes dudas ▷

sobre el reequilibrio del mercado dieron lugar a una caída de la parte más cercana, suavizando la estructura. Actualmente la curva se encuentra en *contango* hasta finales de este año y, seguidamente, presenta una ligera estructura en *backwardation* entre las entregas de principios de 2018 y finales de 2019. Hay que puntualizar que existen muy pocos movimientos en los plazos mayores a tres años, lo que incide en la idea de que el mercado tiene puesto el foco en las dinámicas de corto plazo, dejando la parte más lejana de la curva anclada en torno a los 57-58 \$/bl.

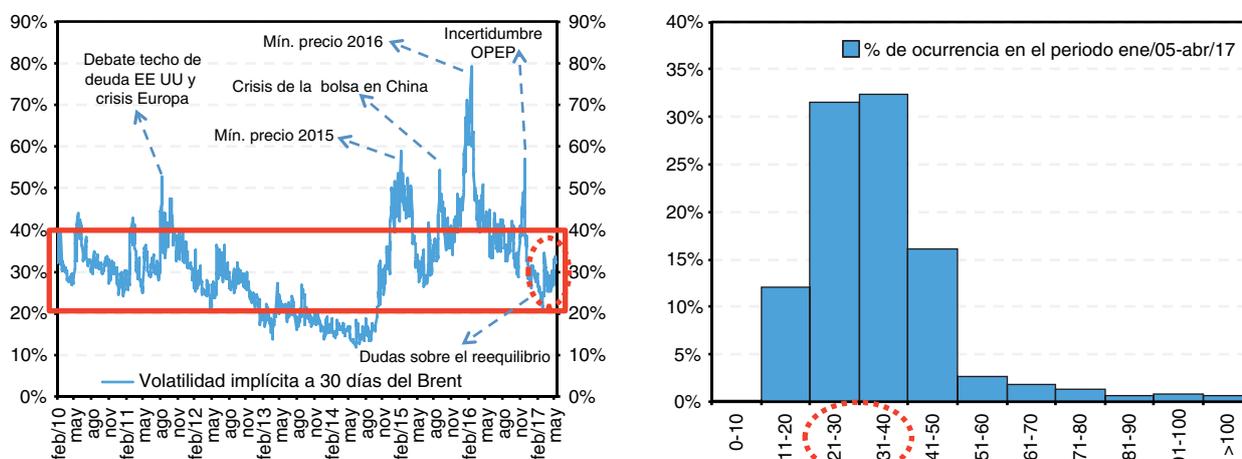
Una razón adicional para que el cártel de la OPEP prefiera una curva en *backwardation* en lugar de en *contango* es frenar en gran medida la operativa de coberturas de precios de producción futura empleada por las compañías estadounidenses productoras de crudo no convencional (*fracking*). Estas compañías se garantizan vender producción futura a un precio más alto del observado al contado y además, con esta cobertura —o aseguramiento del precio de realización de su producción—, consiguen

financiación bancaria para realizar la inversión necesaria para producir.

Otro indicador que habla de la incertidumbre en el mercado es la volatilidad. Después del máximo de ocho años alcanzado a principios de 2016, cercano al 80 por 100, la volatilidad implícita del mercado de opciones del Brent ha ido reduciéndose paulatinamente, en línea con la recuperación del precio del crudo. Sin embargo, en esta tendencia a la baja de la volatilidad destacan dos repuntes: el primero, el más pronunciado, registrado antes de la reunión de la OPEP de noviembre de 2016, cuando surgieron fuertes dudas sobre el entonces potencial acuerdo de recorte de producción, debilitando los precios del crudo; y el segundo se viene registrando desde principios de marzo de este año, con las recientes correcciones del precio comentadas en párrafos anteriores.

Los movimientos de volatilidad este año se están registrando entre valores del 20 y el 40 por 100, rango con una ocurrencia de más del 60 por 100 en el periodo histórico diario entre enero de 2005 y abril de 2017. En este ▷

GRÁFICO 3
VOLATILIDAD IMPLÍCITA DEL BRENT E HISTOGRAMA DEL PORCENTAJE DE OCURRENCIA EN EL PERIODO HISTÓRICO DIARIO ENTRE ENERO DE 2005 Y ABRIL DE 2017



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

sentido, la corrección del precio del crudo desde principios de marzo de 2017 tiene que enmarcarse en el contexto de un repunte de volatilidad dentro del rango histórico. En otras palabras, a pesar del reciente incremento de la volatilidad, la incertidumbre en el mercado es mucho menor que en 2016, ya que se entiende que la OPEP, con Arabia Saudí a la cabeza, y con mayor o menor eficacia, ha vuelto a su papel de regulador del mercado.

3. Balance oferta-demanda

3.1. Historia reciente

Para comprender mejor lo que está sucediendo actualmente en el mercado del petróleo hay que comenzar por lo sucedido en 2015, año en el que se registró el gran desajuste entre la oferta y la demanda de petróleo. En 2015, de media, la oferta superó a la demanda en más de 1,5 millones de barriles diariamente, con un máximo de 2 millones en el segundo trimestre.

Esta sobreoferta en el mercado se produjo a pesar del fuerte crecimiento de la demanda (2,1 por 100 de media respecto a 2014), una de las mayores tasas registradas en más de una década. Es decir, el origen del desequilibrio vino por el lado de la oferta. Por un lado, la oferta no-OPEP logró resistir mejor de lo esperado al entorno de precios bajos debido principalmente a la oferta de no convencionales de esquistos de Norteamérica, y a la entrada en producción de proyectos en áreas de costa afuera (*Offshore*) derivados de decisiones de inversión tomadas hace años en entornos de precios muchos más altos.

Pero más allá de la dinámica de la no-OPEP, el desequilibrio por el lado de la oferta en 2015

se debió al aumento de la producción de la OPEP, más de dos millones de barriles al día de crecimiento. En ese año, la OPEP desarrolló una política de no recortar e incluso aumentar producción en un escenario de precios bajos, con la que pretendía defender cuota de mercado, abandonando de facto su papel histórico de regulador de la oferta.

Así comenzó 2016, con un mercado claramente en sobreoferta y con el aumento de la producción de Irán tras los acuerdos alcanzados a finales de 2015 con el G5+1 para levantar las sanciones nucleares que había mantenido mermada su producción de crudo. Sin embargo, en 2016 continuaron actuando las fuerzas del mercado, como cabría esperar en un contexto de precios bajos. Por el lado de la demanda, continuó el impulso positivo al consumo, aunque relativizado por el contexto económico incierto y los cambios en los esquemas de subsidios de algunos países. Por el lado de la oferta, continuó el efecto negativo sobre la inversión en E&P (actividades de exploración y producción), con caídas de producción concentradas en la región no-OPEP.

Registrado en 2015, se mantuvo por encima de la media de los últimos diez años. En este sentido, fueron determinantes la evolución del consumo en países emergentes como India y la dinámica de la demanda de los países desarrollados, los cuales encadenan dos años consecutivos de un crecimiento positivo superior al 1 por 100, una respuesta inequívoca a los bajos precios del petróleo. El comportamiento de los países OCDE fue el verdadero factor sorpresa por el lado de la demanda en 2016, ya que se mantuvo la inercia de 2015 en una región que se suponía en una etapa muy elevada de saturación del consumo de petróleo.

Un aspecto que impidió un mejor comportamiento de la demanda global fue la ▷

evolución del consumo en países emergentes productores/exportadores de petróleo. Este se vio seriamente afectado por el contexto económico de estos países, altamente dependientes de los ingresos provenientes de la industria del petróleo. El caso de Arabia Saudí fue especialmente relevante, ya que su consumo registró una caída del 2,6 por 100 en 2016, frente al crecimiento medio anual positivo del 4,3 por 100 en el periodo 2010-2015.

Respecto a la oferta, en 2016 el conjunto de países no-OPEP respondió al entorno de precios bajos con una caída importante de la producción, cercana a los 900 mil barriles diarios, un 2 por 100 menos que en 2015. Hay que destacar que la oferta de esta región estuvo muy marcada por la significativa caída de producción canadiense tras los incendios registrados en mayo de ese año. Por su parte, a lo largo de 2016 la OPEP mantuvo su política de defensa de cuota de mercado, que la llevó a registrar un incremento medio de la producción de casi 1,2 millones de barriles diarios (bl/d) en el año, un 3 por 100 de crecimiento respecto a 2015. Irak y Arabia Saudí volvieron a destacar en este apartado, pero la vuelta de la producción iraní fue determinante para alcanzar estos incrementos.

Sin embargo, el factor diferencial en 2016, por el lado de la oferta, ha sido la decisión de recortar producción alcanzada a finales de año por países exportadores OPEP y un grupo no-OPEP, comprometiéndose a una reducción que en conjunto alcanzaría casi 1,8 millones de barriles diarios. Dado que la sobreoferta del mercado a finales de 2016 se situaba en torno a los 500 mil barriles diarios, esta acción, vigente a partir de enero de 2017 y, en principio, de seis meses de duración, se suponía implicaba más que un reequilibrio entre la oferta y la demanda, llegando a estimar una reducción de inventarios a lo largo de todo este año.

3.2. Evolución y expectativas de oferta en 2017

Según las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su informe mensual de mayo, la oferta global de petróleo (crudo + condensados + líquidos del gas natural) se redujo 1,74 millones de bl/d en abril respecto a los niveles de diciembre de 2016, hasta situarse en los 91,71 millones de bl/d. Por regiones, la producción total de la OPEP cayó 1,31 millones de bl/d entre diciembre y abril, mientras que en el grupo de países no-OPEP con compromisos de recortes disminuyó 253 mil barriles. El resto de la reducción vino principalmente de Reino Unido (-90.000 bl/d), Brasil (-94.000 bl/d) y Canadá (-439.000 bl/d), este último por factores estacionales. En sentido contrario, la única referencia de aumento destacable es EE UU, cuya producción de petróleo creció 564.000 bl/d en este periodo.

Considerando la evolución trimestral y contabilizando los biocombustibles y las ganancias en el procesamiento de las refinerías dentro de los líquidos globales, la producción media mundial de líquidos en el primer trimestre de 2017 se situó en los 96,6 millones de bl/d. A su vez, la Agencia estima que la demanda media mundial en este periodo fue de 96,5 millones. Es decir, que, según la AIE (Agencia Internacional de la Energía), en el primer trimestre de este año se acumularon inventarios a razón de 83.000 barriles al día, una más que significativa ralentización respecto al ritmo de acumulación observado en el mismo periodo del año anterior de 1,17 millones de bl/d.

Respecto a las medias anuales, la Agencia estima que la demanda en 2017 se sitúe en los 97,9 millones de bl/d, 1,28 millones por encima de la de 2016, lo que representa un ritmo de crecimiento del 1,3 por 100. Esta tasa, aunque ▷

implica una ralentización respecto a la observada en 2016 (1,7 por 100), se sitúa todavía por encima del ritmo medio registrado en la última década cercano al 1 por 100. Regionalmente, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE, situándose el crecimiento anual en 1,38 millones de bl/d; mientras que en los países OCDE se registraría una caída del consumo de algo más de 90.000 bl/d, el primero después de dos años en positivo de la región.

Por el lado de la oferta, la AIE espera que en 2017 la producción de petróleo no-OPEP se recupere en 590.000 barriles diarios, con una contribución positiva de EE UU (511.000 bl/d), Canadá (220.000 bl/d), Brasil (200.000 bl/d) y Kazajstán (195.000 bl/d) que contrarrestaría de sobra la caída del resto de países. En cuanto a la OPEP, la AIE no suele publicar estimaciones de producción de crudo del cártel, sin embargo, en línea con la vigencia de los acuerdos, fija esta cifra en unos 32 millones de bl/d hasta junio. Más allá de junio, tras la reunión mantenida por la OPEP el 25 de mayo, en que se acordó extender los acuerdos hasta el primer trimestre de 2018, no es descabellado concluir que la AIE continuará con el supuesto de 32 millones de producción de crudo OPEP para lo que resta de año. Los dos principales países que «lideran» ambos bloques (OPEP y no-OPEP), Arabia Saudí y Rusia, no dudaron en hacer pública su voluntad de prorrogar los recortes, introduciendo el primer trimestre de 2018 como horizonte temporal de los mismos. En este sentido, suponiendo un cumplimiento de los acuerdos similar a la registrada hasta ahora —alrededor del 96 por 100—, la oferta de crudo OPEP caería una media de 670.000 bl/d en 2017.

En definitiva, este escenario implica una caída de inventarios en lo que resta de 2017, hasta alcanzar una reducción media en el año de alrededor de 800.000 bl/d, que contrasta

con la acumulación de 400.000 en 2016 o de 1,65 millones reportada por la AIE para 2015.

La incertidumbre sobre este escenario gira en torno a tres factores. Primero, la salud de la demanda; segundo, el cumplimiento de los recortes de producción; y, tercero, la recuperación de la oferta en EE UU.

3.3. Evolución y expectativas de demanda en 2017

Respecto a la demanda, tanto la evolución y perspectivas económicas como los indicadores adelantados de consumo apuntan a un crecimiento relativamente saludable, con bajo riesgo de que empeoren las perspectivas actuales.

- En EE UU se ha registrado una disminución interanual de la demanda de petróleo en el primer trimestre del año del orden del -0,3 por 100, sin embargo, se espera que la actividad económica muestre más dinamismo en los próximos meses y, con ello, la demanda de petróleo. En cuanto a los indicadores de consumo, en los primeros cuatro meses del año se registró un crecimiento interanual del 4,4 por 100 en la matriculación de *Light Trucks*, mientras que el consumo de diésel en EE UU sigue repuntando respecto a años anteriores.
- En India, la demanda de combustibles ha sufrido un serio revés desde noviembre de 2016 por la retirada de circulación del efectivo de alta denominación, que comprendía cerca del 86 por 100 de todo el dinero en efectivo, con la intención de combatir el mercado negro de divisas. Las estadísticas nacionales de consumo de combustibles muestran una recuperación del consumo de productos petrolíferos tras el ▷

mínimo que marcó en enero. En términos trimestrales, el primer periodo fue excepcionalmente débil, y se espera que se produzca una recuperación para lo que queda de año, situando el crecimiento medio para 2017 cercano a los 200.000 bl/d o un 4,6 por 100. Ya en abril, el crecimiento interanual se situó en torno al 3,5 por 100.

- En China, el primer trimestre ha mostrado un crecimiento de la demanda del 3,6 por 100 interanual, hasta alcanzar un máximo histórico de 12,2 millones de bl/d. Este sólido crecimiento del consumo viene de la mano de la consolidación del *momentum* económico, destacando las ganancias en petroquímica y jet keroseno, aunque también se registraron aumentos en el resto de principales partidas, cuestión que no sucedía desde finales de 2014. Con unos indicadores económicos e industriales positivos, se espera que esta tendencia continúe en lo que resta de año, para promediar un incremento interanual de 400.000 bl/d en 2017, o un 3,3 por 100, muy similar al del año anterior.
- En la Europa OCDE, a pesar de las continuas revisiones al alza que viene efectuando la AIE, las estimaciones más recientes apuntan a una importante desaceleración del consumo en 2017, pasando de crecer al 2,4 por 100 en 2016 a un 0,5 por 100 en 2017 (la Agencia ha llegado a estimar caídas del orden del 0,1 por 100 para la región). Sin embargo, el consumo de gasóleos viene repuntando desde finales del año pasado, a la vez que la matriculación de coches ha crecido en los primeros cuatro meses del año a una tasa interanual del 4,7 por 100. De hecho, las últimas previsiones económicas no indican ninguna desaceleración.

- En Latinoamérica, Oriente Medio y África se espera un giro positivo respecto a lo sucedido en 2016. Las principales economías de estas regiones, en su calidad de países exportadores de petróleo, sufrieron en 2016 los estragos económicos de unos bajos precios del petróleo, lastrando consigo el consumo no-OCDE. Ahora, en 2017, si bien no se llegaría a registrar una recuperación significativa, sí se espera un punto de inflexión. Por ejemplo, en el caso de Latinoamérica, después de caer a ritmos del 1,8 por 100 en 2016, se espera aumente un 0,9 por 100 este año. Otro caso destacado es el de Oriente Medio, que, después de caer el año pasado a un ritmo del 0,1 por 100, se espera crezca al 1,8 por 100, principalmente liderado por Irak, Kuwait e Irán, ya que el empeoramiento de la situación de Arabia Saudí en los últimos trimestres ha hecho revisar unas estimaciones de crecimiento positivo para este año hasta prever una ligera caída.
- En Rusia, el crecimiento del consumo se ha ralentizado considerablemente en los últimos meses a medida que la apreciación del rublo iba significando un freno para la actividad manufacturera y la demanda de petróleo. Se espera que el crecimiento de la demanda sea la mitad del registrado en 2016, es decir, apenas 70.000 bl/d.

4. La gran incertidumbre en 2017: la sostenibilidad de la recuperación de la producción de no convencionales en EE UU

Uno de los más importantes focos de incertidumbre respecto al balance estimado por ▷

la AIE tiene que ver con el cumplimiento de los recortes de producción. Hasta abril, el cumplimiento medio de los países OPEP sujetos a recortes era del 96 por 100. Como se ha mencionado anteriormente, este nivel de compromiso se sitúa muy por encima de la media histórica del 75-80 por 100. Es difícil entrever un escenario en el que este cumplimiento se deteriore significativamente, principalmente porque se espera una mejora en los ingresos que se derivan de esta restricción de producción y, de no producirse, corren el riesgo de prolongar la delicada situación económica y profundizar en el malestar social y la inestabilidad política. En este sentido, la OPEP, liderada por Arabia Saudí, está seriamente comprometida en alcanzar el equilibrio del mercado y dar un impulso a los precios, para lo que también es necesario el compromiso de países fuera del cártel, que hasta ahora presentan un porcentaje de cumplimiento de los acuerdos menor de lo esperado.

Finalmente, el punto que introduce más incertidumbre en el balance global es la recuperación de la oferta de los no convencionales de esquistos en EE UU. Como se ha mencionado anteriormente, la AIE estima que la oferta de petróleo (crudo + condensados + líquidos del gas natural) del país norteamericano aumente este año una media de 511.000 bl/d. Esta cifra ha estado sujeta a continuas revisiones al alza desde finales de 2016, cuando la AIE estimaba que la oferta estadounidense caería cerca de 50.000 bl/d en 2017.

Si solo se considera la producción de crudo y condensados de la región Lower 48¹, asociada a los no convencionales, el incremento medio anual se situaría en 200.000 bl/d,

¹ «Lower 48 States», como se denomina a los 48 estados contiguos de EE UU.

menos del 40 por 100 del incremento anual de la oferta total del país. El restante 60 por 100 viene principalmente de la oferta *Offshore* (130.000 bl/d) y de la de líquidos del gas natural (187.000 bl/d). Estas dos fuentes de oferta vienen presentando una dinámica muy positiva en los últimos años, incluso durante la contracción de la oferta total estadounidense registrada en 2016. En el caso de los líquidos del gas natural, la explicación se enmarca en el *boom* del gas no convencional desde 2009 y en la cada vez mayor producción de pozos denominados de petróleo no convencional con un alto porcentaje de producción de gas. En el caso del *Offshore*, los incrementos responden a proyectos con «decisión final de inversión» tomada en periodos con precios del crudo mucho más altos, previos a 2015, y que han venido dando sus frutos ahora. En los próximos años es de esperar una ralentización del ritmo de incremento de la oferta *Offshore*, consecuencia de la fuerte caída de la inversión experimentada en los últimos dos años y de unos costes marginales o *break-even* asociados por encima de los precios actuales.

La recuperación de la oferta de los no convencionales viene de la mano de la recuperación del precio, que ha permitido una reactivación de la operativa del E&P (actividades de exploración y producción). Sin embargo, el repunte de la actividad en EE UU no está siendo transversal en todas las regiones asociadas a los no convencionales, destacando la región de Permian muy por encima del resto. Según datos de la Administración de Información Energética de EE UU (EIA, por sus siglas en inglés), desde septiembre de 2016, cuando se alcanza un mínimo de producción de crudo y condensados en el conjunto de los *plays* de no convencional, hasta abril de 2017, el 79 por 100 del incremento registrado se concentra en ▷

Permian, un 9 por 100 en Bakken, un 7 por 100 en Eagle Ford, un 4 por 100 en Niobrara y un 1 por 100 en Marcellus. Esto incide en la idea de que en un entorno de precios como el actual, de alrededor de 50 \$/bl, solo Permian es rentable.

A pesar del histórico de producción de Permian, de casi cien años, la explotación de los no convencionales en la región ha sido muy reciente, algo más de cinco años, y posterior al desarrollo de otras regiones o *plays* de no convencional como Bakken o Eagle Ford. El importante desarrollo que está experimentando actualmente Permian se debe a una serie de factores. Dado su largo historial como región productora de petróleo, cuenta con una extensa infraestructura instalada tanto en superficie como en subsuelo que permite un desarrollo más rápido de la operativa del no convencional que en otras regiones. Las conexiones de oleoductos para el desalojo de la producción a importantes centros de refino, o exportación, como el Golfo de México o el Midland norteamericano, así como los pozos verticales que pueden ser aprovechados para su conversión a horizontal, son definitivamente una ventaja competitiva en un contexto de precios bajos. Del mismo modo, el hecho de que su desarrollo sea posterior al de grandes *plays* de no convencional permite aprovechar su curva de aprendizaje, con la reducción de costes que esto supone. Por otro lado, debido a la corta historia de producción no convencional, es más fácil encontrar y explotar los denominados *Hot Spots*, zonas de alta concentración de hidrocarburos con alta productividad, que dan lugar a aumentos significativos de producción. En definitiva, en Permian confluyen un número sin igual de condiciones que hacen su explotación de no convencionales especialmente atractiva, sobre todo en el actual entorno de precios.

Considerando las expectativas que están generando los no convencionales de EE UU, existen ciertos factores de peso que siembran dudas razonables sobre su evolución y que, según cómo la industria afronte estos retos, determinará su papel en el balance mundial. Algunos de estos factores son:

- La sostenibilidad del sistema de empresas privadas de petróleo enfocadas en no convencional. En el largo plazo, el *capex* orgánico (gastos de capital correspondientes a las actividades de exploración y desarrollo, es decir, para la reposición de reservas) tiene que ser más bajo que el flujo de caja operativo, ya que con este flujo hay que pagar los intereses de la deuda, remunerar el capital e invertir. Históricamente esta ratio ha sido superior a 1 en el agregado de estas empresas, es decir, que tienen que endeudarse para poder invertir y generar valor al accionista. Con la caída de los precios desde 2015 esta ratio no ha dejado de aumentar, con el *capex* orgánico superando hasta en más de dos veces al flujo de caja operativo. Este nivel, teniendo en cuenta el precio actual del Brent, alrededor de 50 \$/bl, es insostenible, por lo tanto, o los precios suben o la inversión se reduce. De hecho, incluso en el periodo 2009-2014, con precios de 100 \$/bl, estaba siendo difícil reponer reservas (invertir) sin acceder a nuevas fuentes de financiación externa.
- Las coberturas de producción y el acceso a financiación de las compañías privadas con operativa en no convencionales. Como se ha mencionado anteriormente, uno de los efectos del reequilibrio del balance oferta-demanda en el mercado es el cambio de *contango* a *backwardation* de ▷

la estructura temporal de la curva a plazo de los futuros sobre el petróleo, representando esta última un potencial obstáculo para las coberturas. Esto se debe a que si los precios de hoy se sitúan por encima de los precios de mañana, es más complicado que una empresa decida anclar su producción futura a precios más bajos. Esta operativa ha sido clave en el periodo 2014-2016, durante la caída de precios, para mantener cierto dinamismo en los no convencionales a través de la obtención de financiación en base a expectativas de producción futura a precios asegurados. En este sentido, una forma de mantener la operativa sería que, a pesar de que el mercado esté en *backwardation*, la curva a plazos suba en paralelo, es decir, un aumento generalizado de los precios en todas las entregas a futuro.

- En la reducción que han registrado los costes marginales en los *plays* de no convencional se puede identificar tanto un componente estructural como un componente cíclico. El primero viene asociado a avances tecnológicos, los cuales han venido presentando un ritmo de crecimiento relativamente constante en el tiempo. Un ejemplo de esto son los aumentos de productividad que se han producido en la operativa de los no convencionales, aunque, según la EIA, se comienzan a observar ciertos signos de ralentización en las ganancias de productividad en muchos de los *plays* de no convencional. El segundo, el componente cíclico, viene asociado a los costes. Cuando los precios del crudo son bajos, toda la cadena de valor se ajusta y se produce una reducción notable de los costes. Sin embargo, cuando los precios del crudo aumentan, se reactivan las

operaciones, generando tensiones a lo largo de la cadena de valor, y en definitiva incrementando los costes. En este sentido, y ante el notorio aumento de la actividad en los no convencionales, es muy probable que los *break-even* se vean afectados al alza por el aumento de los costes.

- La concentración de casi la totalidad de la explotación de no convencionales en unos pocos condados donde se ubican los mencionados *Hot Spots*. Esto siembra dudas sobre el futuro de la producción y los costes, una vez sea necesario expandir la explotación a otras zonas menos productivas.
- La capacidad del sistema para absorber un crudo tan ligero. El sistema de refino mundial se ha movido en las dos últimas décadas hacia la especialización en el tratamiento de crudos medios y pesados. De hecho, según los proyectos planificados en refino, esta tendencia continuaría en el corto y medio plazo previsible, con lo que un aumento tan significativo de la proporción de crudo ligero y extraligero, característico del no convencional en EE UU, complicaría el uso eficiente de la capacidad instalada de refino mundial, lo que podría implicar un techo natural a la producción si no se produce un cambio en las tendencias.

En conclusión, todos estos factores, de una u otra forma, hablan sobre las dificultades que tienen los no convencionales para alcanzar el potencial que se puede inferir del volumen de sus recursos en el subsuelo. No obstante, también es cierto que los no convencionales no han dejado de sorprender al mercado positivamente, y la clave estará en si tendrán la capacidad para seguir haciéndolo.

PREMIO FEDERICO PRADES PARA JÓVENES ECONOMISTAS

El Premio Federico Prades para Jóvenes Economistas, promovido por la Asociación Española de Banca (AEB) y la Fundación AEB, se establece para recordar a quien fue Asesor Económico de la AEB durante más de 20 años y contribuyó, de forma decisiva, a sentar las bases del análisis económico moderno en España.

Con este premio, se pretende apoyar a jóvenes economistas para que investiguen y presenten ideas a fin de fomentar el debate y la búsqueda de soluciones prácticas a los retos con los que se enfrenta la economía global y, en particular, la española.

La dotación del premio es de 25.000 euros

El plazo para la recepción de los trabajos se abre el día 1 de junio de 2017 y concluye el 30 de noviembre de 2017. El fallo se hará público en febrero de 2018.

BASES DE LA CONVOCATORIA

1. Podrán optar a este premio personas físicas de menos de 35 años, bien de manera individual o como parte de un equipo de investigación.
2. Podrán optar al premio aquellos trabajos de investigación con un claro contenido empírico relacionados con:
 - La predicción económica, bien sea bajo la óptica metodológica o bien bajo un prisma aplicado.
 - Acciones de política económica relacionadas con problemas estructurales: desempleo, endeudamiento o productividad, entre otros.
 - La situación, evolución e internacionalización de los mercados financieros y el marco regulatorio que afecta a los mismos.
3. El trabajo deberá estar redactado en castellano o en inglés, tendrá una extensión de un máximo de 100 páginas y será obligatorio presentar un resumen ejecutivo.
4. Los trabajos se presentarán o remitirán por correo certificado a la sede de la Asociación Española de Banca, sita en el Paseo de la Castellana 259-D, planta 30ª (Madrid 28046).
5. El jurado estará integrado por nueve miembros, elegidos entre expertos de reconocido prestigio del ámbito económico y académico.
6. El premio será entregado al ganador o ganadores en un acto organizado por la AEB y la Fundación AEB. Los galardonados deberán estar presentes en el acto de entrega del premio.
7. La AEB pondrá todos los medios a su alcance para que el trabajo premiado logre la máxima difusión.



Asociación Española de Banca

Más información:
premiofp-faeb@aebanca.es
www.aebanca.es