

El mercado del petróleo: evolución reciente y perspectivas a corto plazo

Antonio Merino García

Economista Jefe y Director de Estudios de Repsol

Introducción

En los últimos tres años el mercado del petróleo ha experimentado variaciones sustanciales en sus dinámicas que han generado grandes fluctuaciones en el precio del crudo. A mediados de 2014, el precio entró en el mayor ciclo bajista de las últimas décadas, como consecuencia de un aumento significativo de la producción de EE.UU., pero sobre todo por la falta de acuerdo entre los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para reducir producción y equilibrar el mercado a finales de ese año.

Si bien el bajo entorno de precios activó dinámicas de oferta y de demanda conducentes al reequilibrio natural del mercado, estas no fueron suficientes para contrarrestar el incremento significativo de la producción OPEP, al que se unió la mayor producción iraní tras el fin de las sanciones. A principios de 2016 el precio del crudo de calidad Brent había perdido un 75% de su valor desde el comienzo del ciclo bajista, hasta situarse alrededor de los 25 dólares por barril (\$/bl).

Finalmente, desde mediados de 2017 las dinámicas de oferta y demanda han llevado al reequilibrio del balance. El precio desde entonces ha subido un 50%, situándose en abril de 2018 en el entorno de los 75 \$/bl. Esos niveles han sorprendido a la mayoría de los analistas ya que el consenso apuntaba a 60-65 dólares en el primer trimestre de 2018.

La recuperación de los precios ha venido de la mano de un contexto económico favorable y, como se ha mencionado, de un mercado más en equilibrio que en años anteriores consecuencia de las dinámicas de la demanda, pero sobre todo de las de la oferta. La decisión de la OPEP en noviembre de 2016, de recortar su producción y volver a ejercer activamente un control sobre el mercado ha facilitado el ajuste del balance, dando pie a que los agentes financieros entren activamente y apuesten por un barril de crudo al alza.

El objetivo de este artículo es analizar las dinámicas que han llevado al reequilibrio del mercado en 2017 y, a partir de ahí, entender las perspectivas vigentes para 2018. En la primera parte se describe la evolución

reciente de los precios del crudo, así como la interrelación con los mercados financieros. En una segunda parte se profundiza en las variables que explican el balance oferta-demanda en el último año y en las perspectivas del mismo para 2018. Posteriormente se analizan las perspectivas de precios de analistas y del mercado de futuros, para finalmente presentar unas breves conclusiones.

Evolución reciente de los precios del crudo

El ajuste del mercado que se ha producido en 2017 ha dado soporte a los precios, que en media subieron alrededor de un 20% en 2017. El precio del crudo de calidad Brent -referencia para más del 80% de la producción mundial- se situó en media en 54,8 dólares por barril (\$/bl), lo que representa un incremento anual de 9,8 dólares.

El año 2017 comenzó con unas expectativas muy elevadas respecto al reajuste. Se esperaba que en pocos meses el mercado alcanzara el reequilibrio tras los compromisos de recortes de producción acordados

Gráfico 1. Evolución de los precios del futuro a un mes del crudo Brent

por la OPEP y por un grupo de países no-OPEP¹, el 30 de noviembre de 2016. Sin embargo, la recuperación de la producción de EE.UU. y las dudas sobre el cumplimiento de los recortes llevaron al precio del crudo Brent a caer una media de cinco dólares en el segundo trimestre, hasta los 49,83 dólares por barril (\$/bl), marcando un mínimo anual de 44,82 \$/bl el 21 de junio.

A partir de entonces, las evidencias de un reajuste efectivo del balance global impulsaron el precio hasta los 52 \$/bl el 31 de agosto. Este efecto positivo continuó en septiembre, cuando tuvieron lugar dos hechos que impactaron de lleno al mercado: primero, una de las temporadas de huracanes más adversas de los últimos años en el Golfo de México y el Caribe; y, segundo, la incertidumbre geopolítica generada por el

referéndum independentista del Kurdistán iraquí.

En el último trimestre de 2017 se aceleró el ritmo de ajuste del balance, evidenciado importantes correcciones tanto en los niveles de inventarios de la región OCDE como de los inventarios flotantes². Otros factores que ayudaron a mantener el tono alcista en ese periodo, y que impulsaron los precios del Brent hasta un máximo anual de 67 \$/bl el día 26 de diciembre, fueron: la ratificación del compromiso de recorte de producción de la OPEP y del grupo de países no-OPEP hasta finales de 2018; y los cierres no planificados de los oleoductos Keystone en EE.UU. y Forties en Mar del Norte.

Esta tendencia alcista continuó a inicios de 2018, superando los 70 dólares en ene-

ro. Hasta finales de este mes la dinámica del precio estuvo muy marcada por dos cuestiones: primero, por la percepción del mercado de que la política de recortes estaba sobre-tensionando el balance oferta-demanda; y segundo, por el aumento del riesgo en Irán a raíz de una demostración militar con misiles balísticos, que dio pie a EE.UU. a poner una vez más en entredicho el acuerdo nuclear.

A principios de febrero, el mercado del petróleo sufrió una fuerte corrección a la baja en línea con la trayectoria de los mercados financieros internacionales, que llevó al precio del crudo Brent hasta los 62,6 \$/bl el día 12. La caída del 11% del precio vino en buena medida explicada por el aumento de la volatilidad originado en los mercados de valores. Sin embargo, por el lado de los fundamentos del petróleo, esta caída del precio encontró cierto respaldo en los importantes incrementos que ha venido registrando la producción de EE.UU. este año.

Hasta mediados de marzo el precio del Brent se mantuvo muy estable en el rango de los 64-66 \$/bl. A partir de entonces comenzó un rally al alza que lo llevó a superar nuevamente los 70 \$/bl. El repunte del precio respondió inicialmente a la creciente tensión generada entre Arabia Saudí e Irán por diversas declaraciones del príncipe heredero a la corona saudí, Mohammed bin Salman, durante su gira internacional por Egipto, Reino Unido y EE.UU., en las que criticó al Líder Supremo de Irán y al acuerdo nuclear alcanzado a finales de 2015. Sin embargo, el precio se mantuvo por encima de los 69 dólares el resto del mes, tanto

¹ El grupo de países no-OPEP que comprometieron recortes de producción son Rusia, México, Kazajstán, Azerbaiyán, Omán, Malasia, Sudán del Sur, Sudán, Bahréin y Brunei. Guinea Ecuatorial, que en diciembre de 2016 también había entrado en los acuerdos de recortes de la no-OPEP, se convirtió en miembro de la OPEP el 25 de mayo de 2017.

² Los datos de inventarios de la OCDE e inventarios flotantes son publicados periódicamente y provienen de fuentes reconocidas y confiables. Por esta razón se utilizan como proxy de la evolución de los inventarios globales, con las salvedades que esta simplificación acarrea.

por declaraciones desde Arabia Saudí en las que asomaba la idea de extender los acuerdos de recortes de producción hasta 2019, como por las evidencias de un mayor declino de la producción de crudo en Venezuela y datos que señalaban la buena evolución de la demanda global.

En lo que va de año —hasta finales de abril—, el precio del crudo Brent se sitúa en una media en el entorno de 68 \$/bl.

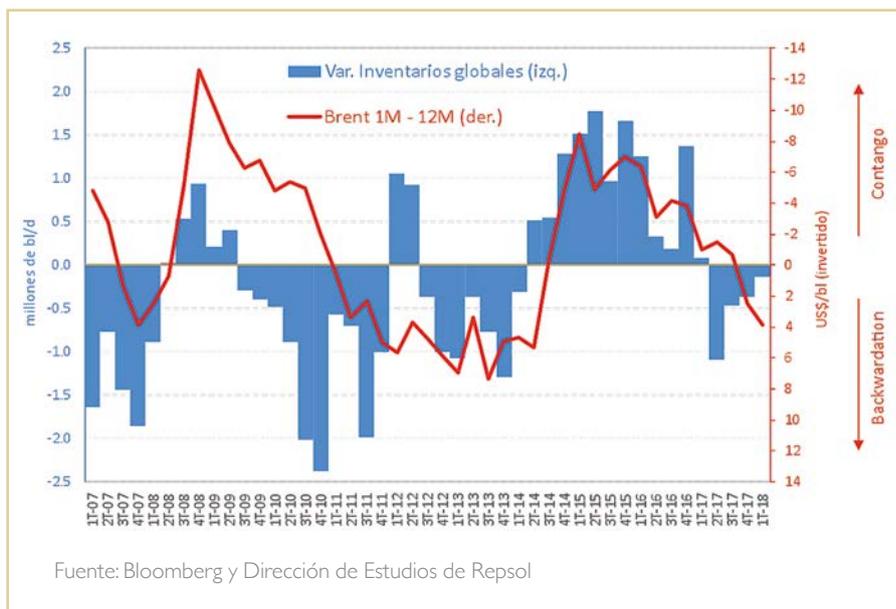
El comportamiento de los mercados financieros

Uno de los cambios más significativos que tuvo lugar en el mercado en 2017, y que refleja el reajuste que se está produciendo en el balance oferta-demanda, es el paso de *contango* a *backwardation*³ de la estructura temporal de la curva de futuros sobre el Brent.

Históricamente, los periodos en los que se han registrado fuertes incrementos de precios del petróleo coinciden con una estructura temporal en *backwardation*, característica de una situación de exceso de demanda (caídas de inventarios). Del mismo modo, periodos de debilidad del precio suelen estar asociados con un balance en sobre-oferta (incremento de inventarios) y una estructura temporal en *contango*.

El último periodo de *backwardation* sostenido se registró entre 2010 y mediados de 2014, con fuertes caídas de los inventarios globales a raíz del repunte de la demanda de petróleo, sobre todo en los países emergentes, después del impacto inicial de la crisis financiera global. A partir de entonces, la estructura predominante había sido el

Gráfico 2. Variación de inventarios globales y diferencial entre los precios (medias trimestrales) a plazos del Brent 1M – 12M



contango, con fuertes acumulaciones de inventarios que se produjeron hasta finales de 2016.

Desde principios de 2017, y en buena medida impulsado por la vuelta de la OPEP a una política de “defensa de precios”, se comenzó a percibir un cambio en la estructura de la curva. Ya en febrero del año pasado la curva a plazos del Brent describía una estructura en *backwardation* entre las entregas de septiembre de 2017 y principios de 2020. Sin embargo, este movimiento se produjo más en base a expectativas de reajuste del balance, creadas tras los acuerdos de recorte, que por un reequilibrio real. Así, durante el segundo trimestre las crecientes dudas sobre el reajuste del balance debilitaron especialmente los precios a corto, volviendo el *contango* a lo largo de toda la curva con relativa fuerza.

Esta situación se fue revirtiendo y para finales de 2017 la curva a plazos consolidó su estructura en *backwardation* en el mercado del Brent, la cual se ha ido profundizando en 2018. Más allá de los factores geopolíticos, que han puesto presión en el muy corto plazo, el giro a la situación actual responde a que desde agosto del año pasado los datos sobre fundamentos del mercado confirman un reajuste efectivo del balance regional y global.

La estructura en *backwardation* está permitiendo que los agentes financieros, por primera vez en mucho tiempo, apuesten por un barril de crudo al alza aumentando sus compras financieras. Hasta finales de marzo de este año y desde que se consolidó el *backwardation* entre septiembre y octubre del año pasado, las posiciones netas compradoras de futuros y opciones sobre crudo

³ *Contango*: situación de la curva a plazo de los futuros en la que los precios de las entregas a corto se encuentran por debajo de los precios de las entregas a largo. *Backwardation*: situación contraria al contango en la que los precios de las entregas a corto se encuentran por encima de los precios de las entregas a largo.

de los agentes relacionados con la actividad no comercial especulativa o inversora *-Managed Money-* ha aumentado más del 200%.

Operar con la curva en *backwardation* ha resultado muy atractivo para los inversores financieros. Mantener una posición abierta en la curva de futuros sobre el Brent, traspasando la posición a vencimiento a la entrega del mes siguiente, lo que se denomina *roll-over*⁴, ha arrojado una rentabilidad de más del 25% en los últimos seis meses. Por su parte, la rentabilidad en los últimos seis meses del índice S&P 500 (considerando el *total return* que agrega rendimientos más dividendos) ha sido en torno al 2%. Es decir, la rentabilidad del *roll-over* en la curva a plazo del Brent ha sido alrededor de doce veces mayor a la del S&P 500 en los últimos seis meses.

Balance oferta-demanda

Evolución reciente de la oferta y expectativas a corto plazo

Uno de los factores más importantes en el reajuste del balance está siendo la política de recortes de producción de crudo acordada a finales de 2016: -1,18 millones de bl/d comprometidos por la OPEP y otros -550 mil bl/d por el conjunto de los diez países no-OPEP.

Según la AIE (Agencia Internacional de la Energía), el cumplimiento medio de la OPEP en 2017 se situó en un 95%, con un repunte significativo hacia finales de año, pasando desde el 91% en septiembre a más de 130% en diciembre. Detrás de

este alto cumplimiento de la OPEP se encuentran dos países: Arabia Saudí, que con un compromiso de recorte de casi 500 mil bl/d ha mantenido un cumplimiento medio del 120% desde el comienzo de los acuerdos; y Venezuela, cuyo compromiso de recorte era de apenas 100 mil bl/d, y que ha reducido en 500 mil bl/d su producción debido al declino progresivo de sus campos, el escaso mantenimiento, y las dificultades operacionales tras las sanciones impuestas por EE.UU. Solo estos dos países acumularon en 2017 un recorte de más del 80% comprometido por la OPEP.

Entre los países OPEP con cumplimientos más bajos se encuentran Iraq, que apenas alcanzó una media del 43% de los 210 mil bl/d comprometidos, y Gabón con un 8% de los 10 mil bl/d anunciados. Por su parte, el cumplimiento de los 10 países no-OPEP con acuerdos de recortes alcanzó el año pasado una media de 82%.

Este alto cumplimiento de los recortes condujo a que en 2017 la producción total de la OPEP cayese -367 mil bl/d, y -437 mil bl/d si solo se considera la producción de crudo. Por su parte, la no-OPEP aumentó +702 mil bl/d, con aumentos importantes en EE.UU. (+658 mil bl/d), Canadá (+357 mil bl/d), Kazajistán (+174 mil bl/d), y Brasil (+127 mil bl/d), y caídas generalizadas en el resto de países, destacando México (-234 mil bl/d) y China (-110 mil bl/d).

Así, en 2017 la oferta global de petróleo (crudo + condensados + líquidos del gas natural) aumentó +335 mil bl/d, para situarse en los 92,64 millones de bl/d en media. Los biocombustibles y las ganancias

de procesamiento se situaron en los 2,4 y 2,3 millones, respectivamente, para una oferta global de líquidos de 97,36 millones de bl/d en media en 2017.

En lo que va de 2018, el cumplimiento medio se mantiene en máximos, situándose la media de la OPEP por encima del 150% y la del grupo no-OPEP con compromisos de recortes cercana al 90%. Estas cifras se encuentran muy por encima de las expectativas del mercado, sobre todo cuando la media histórica en situaciones anteriores de recortes ha estado en el entorno del 70-75%. Es difícil entrever un escenario en el que el cumplimiento se deteriore por debajo del histórico o que tan siquiera alcance esos niveles, ya que las expectativas son de 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 el malestar social y la inestabilidad política.

Sobre el total de la no-OPEP, la AIE espera que en 2018 la producción se incremente en media 1,66 millones de barriles diarios. Una vez más, este crecimiento se centraría en EE.UU. (+1,51 millones de bl/d) con algo más del 90% del aumento esperado en la región, tras el 94% alcanzado en 2017. Otros países no-OPEP que contribuirían positivamente serían Canadá (+250 mil bl/d), Brasil (+120 mil bl/d), Reino Unido (+102 mil bl/d) y Kazajistán (+91 mil bl/d), mientras que México (-157 mil bl/d) y China (-103 mil bl/d) volverían a registrar las caídas más sonadas.

Lo que suceda en EE.UU. es clave para las expectativas de la oferta de la no-OPEP y a

⁴ Los futuros tienen una fecha de vencimiento después de la cual el futuro deja de existir. No es posible mantener un contrato de futuro más allá de su fecha de vencimiento. Sin embargo, sí puede mantenerse una posición equivalente de forma indefinida mediante el *roll-over*, que consiste en traspasar la posición al siguiente vencimiento. Cuando la curva está en *backwardation*, se compra un futuro con vencimiento a dos meses y cuando pasa a ser el futuro a un mes por el mero paso del tiempo se vende y se vuelve a comprar un futuro con vencimiento a dos meses.

la larga para el balance global. 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 +1,51 millones de bl/d. Si solo se considera la producción de crudo y condensados de la región "Lower 48", asociada a los no convencionales, el incremento medio anual se situaría en +1,25 millones de bl/d, más del 80% del incremento anual de la oferta total del país. El restante casi 20% vendría principalmente de la oferta de líquidos del gas natural (LGNs) (+278 mil bl/d), en respuesta al importante aumento esperado de la producción de gas en EE.UU.

Los no convencionales son básicos para poder alcanzar las estimaciones de crecimiento de producción estadounidense. Pero, a pesar de que las perspectivas para EE.UU. de la AIE son positivas, es conveniente resaltar que existen ciertos factores de peso que siembran dudas razonables sobre la capacidad que tienen para alcanzar las expectativas generadas.

Primero, el repunte de la actividad en EE.UU. no está siendo transversal en todas las regiones asociadas a los mismos, 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 las regiones de no convencional, hasta marzo de 2018, el 63% del incremento registrado se concentra en Permian, 14% en Bakken, 9% en Niobrara, 7% en Eagle Ford, 6% en Anadarko y un 1% en Appalachia. A pesar del potencial de Permian, es un reto suministrar los más de 1,25 millones de bl/d de incremento que se esperan de la

región "Lower 48" para 2018 y, a su vez, compensar el declino de esta región, uno de los más altos de EE.UU. – entre un 20-30%–, lo que representaría, como mínimo, 1 millón de bl/d de declino. Sumando lo que espera la AIE que crezca la región y el declino que se registraría en 2018, de acuerdo al nivel medio de producción de 2017, las necesidades de nueva producción en el "Lower 48" son de más de 2,5 millones de bl/d.

Segundo, este aumento de producción está generando un problema de saturación en las líneas que evacúan el crudo desde Permian, creando una distorsión en los precios locales que han llevado a una ampliación de los diferenciales de hasta 15 dólares respecto al Brent en abril de este año.

De acuerdo con la AIE, a finales de 2017, solo quedaba disponible alrededor de 160 mil bl/d de capacidad ociosa para desalojar crudo desde la región occidental de Texas. Según los informes de compañías, este año la capacidad del sistema de oleoductos de la región aumentaría unos 260 mil bl/d, gracias a la entrada en operación de la línea "Permian Express 3" y a la expansión de las líneas "Midland to Sealy" y "Bridge Tex", planificadas para el primer, segundo y tercer trimestre, respectivamente. Por su parte, de acuerdo también con la Agencia, la producción de la región se incrementaría más de 700 mil bl/d, lo que dejaría en una crítica situación de déficit al sistema de desalojo.

Seguramente, ahora mismo unos precios locales alrededor de los 60 \$/bl todavía hacen rentable la actividad del no convencional, pero de persistir estos problemas no es descartable una ampliación mayor del diferencial que realmente tensione la situación para los productores. Todo esto sin considerar el efecto de un aumento de

los costes sobre los precios marginales de producción.

Este último, el aumento de los costes, es un tercer factor a tener en cuenta en las expectativas de producción de no convencional. En la reducción que registraron los costes marginales en las cuencas de no convencional entre 2015 y 2016 se pueden identificar tanto un componente estructural como un componente cíclico. El primero viene asociado a avances tecnológicos, que suelen crecer a un ritmo relativamente constante en el tiempo. Así ha sido en los últimos años, cuando la operativa de los no convencionales ha aumentado su productividad gracias a la aplicación de nuevas tecnologías, nuevos procedimientos, y al uso extensivo de mejores prácticas.

El otro componente de los costes, el cíclico, viene asociado a los precios que se pagan por servicios, equipos y materiales, consultorías, etc. Cuando los precios del crudo son bajos, toda la cadena de valor se ajusta y se produce una reducción notable de estos costes. Sin embargo, cuando los precios del crudo aumentan, se generan tensiones en la cadena de valor que hacen incrementar los costes. En este sentido, y ante el aumento de la actividad en los no convencionales en el último año, es muy probable que los costes marginales se vean afectados por esta dinámica.

Solo por dar un ejemplo, uno de los costes más relacionados con la operación de no convencionales es el de la arena para la fractura hidráulica que, desde los mínimos de finales de 2016, ha remontado casi un 25% su coste, tras haber caído un 30% en los dos años anteriores.

Otro punto de incertidumbre es la capacidad del sistema mundial para absorber un crudo tan ligero. Con el aumento significati-

vo de las exportaciones de crudo estadounidense cabe preguntarse si el sistema de refino mundial está preparado para recibir un crudo súper- ligero. Lo cierto es que 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, lo que complica el uso eficiente de la capacidad instalada de refino mundial, implicando un techo natural a la producción si no se produce un cambio en las tendencias.

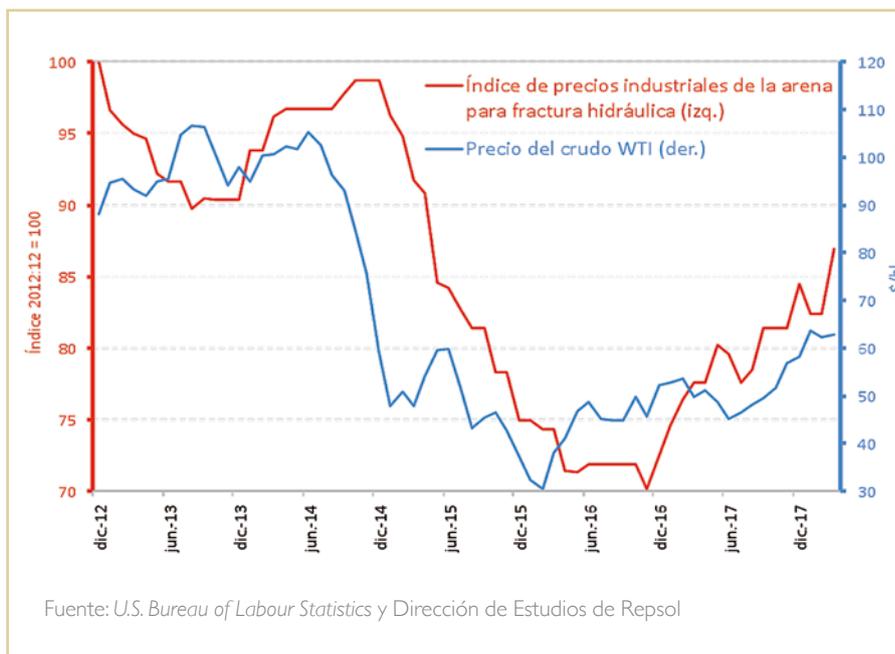
Todos estos factores, de una u otra forma, hablan sobre las dificultades que tienen los no convencionales para alcanzar el potencial que se puede inferir del volumen de sus recursos en el subsuelo. No obstante, también es cierto que los no convencionales no han dejado de sorprender al mercado positivamente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

Evolución reciente de la demanda y expectativas a corto plazo

La economía mundial consolidó durante 2017 la recuperación iniciada a mediados de 2016, y ha sido en este marco en el que se apuntaló la buena evolución de la demanda de petróleo en 2017. El año pasado, según las últimas estimaciones de la AIE, la demanda global de petróleo creció a un ritmo del 1,7%, situándose en media en los 97,82 millones de bl/d.

El buen desempeño de la demanda de petróleo ha sido una característica común en el balance del mercado en el periodo 2015-2017. En estos años, el crecimiento medio ha sido del 1,6%, un 60% superior al ritmo de los diez años anteriores –un 1% medio anual entre 2005 y 2014–, lo que pone de

Gráfico 3. Evolución del índice de precios industriales de la arena para fractura hidráulica y del precio del crudo WTI



manifiesto el impacto positivo sobre la actividad y el consumo de un entorno de precios bajos en términos relativos.

Regionalmente, en 2017 la contribución al incremento de la demanda fue un 70% no-OCDE y un 30% OCDE. El primer grupo ha sido clave en el comportamiento de la demanda en 2017, sobre todo después de un par de años en los que los bajos precios del petróleo tuvieron un efecto particularmente negativo en la actividad de los países emergentes exportadores de hidrocarburos, con un peso destacado en el consumo de esta región –alrededor del 45%. La recuperación de los precios del crudo ha repercutido positivamente en la economía de estos países y en consecuencia en su consumo de petróleo.

Sin embargo, el incremento de la demanda en la OCDE es uno de los puntos más reseñables de 2017. El año pasado fue el ter-

cer consecutivo de aportación positiva de los países desarrollados. El crecimiento de la demanda de petróleo en esta región está respondiendo tanto al sólido crecimiento económico como a los cambios en las preferencias de consumo –renovado apetito por coches de mayor tamaño y viajes con recorridos más largos–, revirtiendo la caída tendencial de hace unos años.

Para 2018, las perspectivas apuntan a un crecimiento saludable de la demanda global con un bajo riesgo de que empeore la situación actual. En este sentido, la mayor incertidumbre respecto a la demanda vendría por el efecto sobre la evolución de la misma de unos precios más altos del petróleo. Según un análisis reciente de la AIE, con una elasticidad precio de la demanda cercana a -0,03, un aumento del 5% de los precios, recortaría en torno a 150 mil bl/d las perspectivas de crecimiento de la demanda para 2018. Sin embargo, el buen

contexto económico que acompaña la subida de precios, con una sincronización entre países desarrollados y emergentes, hacen que este impacto sea más bien relativo.

La previsión de crecimiento global para este año apunta a un aumento de la demanda cercano a los +1,5 millones de bl/d, para situarse en los 99,3 millones de bl/d de media en 2018, con un pico de 100,5 millones en el cuarto trimestre. El 1,5% de crecimiento esperado este año respecto a 2017 representaría cuatro años consecutivos de crecimientos de la demanda a ritmos muy superiores a la media anual del periodo 2005-2014.

Regionalmente, el peso del crecimiento de la demanda global seguiría soportado por los países no-OCDE, situándose el crecimiento anual en los +1,20 millones de bl/d para 2018, más de un 80% del incremento mundial. Asia tendría la mayor contribución al crecimiento de la región no-OCDE, y más específicamente China que representaría alrededor de un tercio del incremento de la demanda global en 2018. India, por su parte, incrementaría su demanda por encima de los +300 mil bl/d, más del doble del registrado en 2017, aumentando su peso en el crecimiento mundial del 7% al 20%.

Por su parte, los países OCDE registrarían este año un nuevo incremento de la demanda, +280 mil bl/d (+0,6%), para consolidar cuatro años consecutivos de crecimiento, dinámica que está sorprendiendo a todos los analistas y especialmente a la AIE, que no ha dejado de revisar sus previsiones. Entre diciembre 2017 y abril 2018, la Agencia ha pasado de prever que la demanda caería -30 mil bl/d a estimar un aumento de +280 mil. Estas revisiones han sido una constante en los últimos años,

situándose las mismas en más de 500 mil bl/d al alza cada uno de los años dentro del periodo 2015-2017.

Balance oferta-demanda

Resumiendo, la AIE espera que este año la demanda se sitúe en los 99,3 millones de bl/d, mientras que el agregado de la oferta no-OPEP y líquidos del gas natural de la OPEP alcanzaría los 66,9 millones. Por otra parte, el supuesto más importante que hace la AIE es que la producción de crudo de la OPEP se mantenga el resto del año en los niveles de marzo, alrededor de los 31,8 millones de bl/d, lo que implicaría un año más de un alto compromiso con los recortes de producción. Estas dinámicas llevarían a que este año los inventarios globales caerán una media de -530 mil bl/d, lo que re-

presentaría el segundo año consecutivo de corrección de inventarios.

Este escenario contrasta con la acumulación de +780 mil bl/d en 2016 o de +1,5 millones de bl/d reportada por la AIE para 2015, lo que pone aún más en evidencia la importancia del control de la oferta que están ejerciendo la OPEP y el grupo de países no-OPEP a través de los acuerdos de recorte de producción.

Perspectivas de precios a corto plazo

Las previsiones de los principales agentes del mercado para el corto plazo muestran un barril de Brent centrado en los 66,30 \$/bl para 2018, mientras el mercado de futuros señala los 70 dólares.

Gráfico 4. Variación de los inventarios mundiales y perspectivas según la AIE



Fuente: Selección de Bancos de Inversión, Macro-consultoras, Bloomberg y Dirección de Estudios Repsol

Tabla 1. Previsiones de consenso del precio del crudo Brent (20/04/2018)

@ abr-20-2018	2015	2016	2017	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	2018
CONSENSO Brent \$/bl (promedio*)	52.37	44.05	54.74	67.39	66.23	66.60	65.22	66.30
Macro-consultoras	44.05	54.74	54.74	67.39	66.06	67.60	65.33	66.45
Analistas financieros	44.05	54.74	54.74	67.39	66.09	66.21	64.93	66.307
Mercado de futuros	52.37	44.05	54.74	67.39	69.37	70.94	64.42	69.04

* Promedio simple de todos los analistas considerados dentro de cada categoría

Fuente: Selección de Bancos de Inversión, Macro-consultoras, Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol

La diferencia entre los agentes respecto a las perspectivas para este año alcanza algo más de tres dólares entre analistas financieros y mercado de futuros. Las perspectivas más bajas del precio las tienen los analistas financieros cuya media para 2018 se sitúa en los 66,07 \$/bl –a 20 de abril de 2018. Por su parte, la visión más

positiva la tiene el mercado de futuros con una media para este año de 69,04 \$/bl. La media de las macro-consultoras se sitúa en los 66,45 \$/bl.

En los últimos meses se han producido importantes revisiones al alza de las perspectivas de precios del crudo para este

año, tanto por parte de las macro-consultoras como de los analistas financieros. De diciembre a abril, las macro consultoras y los bancos de inversión han revisado al alza sus perspectivas una media de +10 y +9 dólares, respectivamente, para una revisión del consenso global algo superior a los +9 \$/bl. ■

Conclusiones

El mercado del petróleo parece finalmente haber dejado atrás varios años de precios deprimidos, consecuencia del gran desequilibrio del balance oferta-demanda del periodo 2014-2016. Las dinámicas de los fundamentos son claras: la demanda está disfrutando del impulso de un contexto económico favorable, mientras que la oferta está siendo rígidamente controlada por los acuerdos de recorte. Es cierto que la geopolítica y la producción de EE.UU. pueden actuar como elemento desequilibrante este año, pero tanto para definir un mercado más ajustado como uno más holgado. Sin embargo, la situación actual apunta más hacia una mayor tensión por el lado de la oferta, donde Venezuela y la falta de capacidad para desalojar crudo de Texas se sitúan como los puntos más susceptibles. Hablar de un nivel de precios ya es más complicado. El consenso apunta a los 65 \$/bl, pero pasados cuatro meses de este 2018 la media ya se sitúa más cerca de los 70 dólares, y todavía no han llegado los meses de mayor repunte estacional de la demanda. El mercado en 2018 parece razonablemente alcista, otra cosa sería si, en un afán de autolesionarse, la OPEP comienza a incumplir los acuerdos de recorte de producción. Pero también existen riesgos al alza como es todo lo relativo a la decisión de EE.UU. de no conceder más exenciones a las sanciones a Irán. ■