

Evolución del mercado de petróleo en el corto plazo

Pedro Antonio Merino García

Director de Estudios de Repsol

Rodnan García Ramírez

Gerente de Energía en la Dirección de Estudios de Repsol

Introducción

El objetivo de este artículo es analizar la evolución del mercado del petróleo en el corto plazo, con todas las salvedades que el complicado entorno actual introduce en el análisis. En primer lugar se describe la reciente evolución de los precios y se analiza el balance oferta-demanda en 2015. En segundo lugar, y para el año 2016, se estudian los factores determinantes por el lado de la

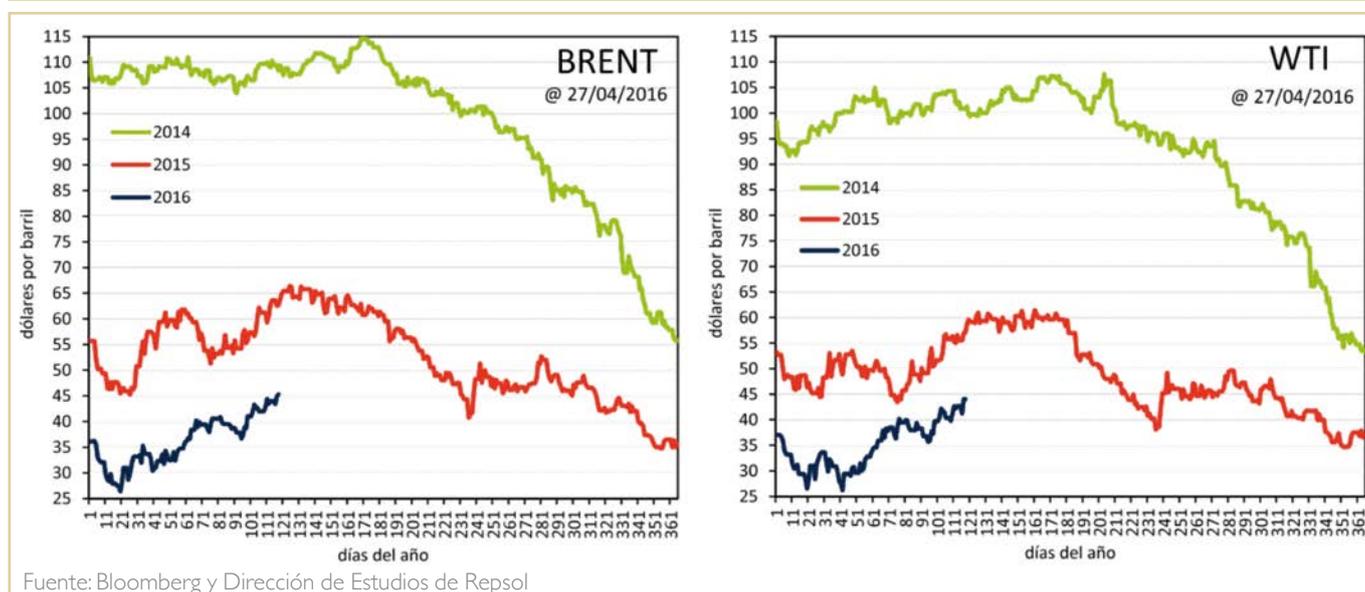
oferta, tanto de los países no-OPEP como de los OPEP. En tercer lugar, se analiza los determinantes de la demanda en 2016 y se presenta un escenario central del balance oferta-demanda para este año. Finalmente se presentan unas breves conclusiones.

Evolución reciente del mercado

En los cuatro primeros meses de 2016 persiste la situación de sobreabastecimiento

del mercado del petróleo que ha presionado a la baja los precios desde la segunda mitad de 2014. La media de 2015 se situó en los 52,37 dólares por barril (\$/bl) para el crudo de referencia en Europa, Brent *Dated*, lo que supone una caída de casi el 50% respecto a la media de 2014. Sin embargo, el punto más bajo del mercado se registró el 20 de enero de este año cuando al cierre del día se situó en los 26,39 \$/bl. A partir de este mínimo el precio se ha ido

Figura 1. Evolución de los precios de los crudos Brent *Dated* y WTI *Spot*



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol

recuperando más de un 70% y alcanzó los 48 dólares el 29 de abril, a fecha del cierre de este artículo supera los 45 \$/bl. En el caso del crudo americano, WTI *Spot*, la caída fue similar a la del Brent, situándose en los 48,71 \$/bl en 2015, una caída del 50% respecto a la media de 2014.

Este entorno de precios bajos ha dado un impulso a la demanda y, a su vez, ha frenado el ritmo de crecimiento que registró la oferta no-OPEP en 2014. Sin embargo, el desbalance del mercado del petróleo persiste debido a que, en este contexto de precios, la oferta no-OPEP de no convencionales ha resistido mejor de lo esperado (probablemente por una caída menor de la inversión) y a que han entrado en producción proyectos de costa afuera (*Offshore*) que responden a inversiones hechas en entornos de precios muchos más altos, pero, por encima de todo, el desequilibrio por el lado de la oferta se debe al aumento de la producción de la OPEP en el año 2015, que ha contrarrestado totalmente los ajustes por el lado de la demanda global y de la oferta no-OPEP.

A pesar de las recientes declaraciones de países exportadores sobre una congelación de la producción de petróleo y, sobre todo, después del fracaso de la reunión de Doha del 17 de abril, los analistas no esperan que se recorten los niveles de oferta de la OPEP en sus proyecciones para 2016, por lo que la vía de ajuste del mercado vendría a través de la acción conjunta de un crecimiento sostenido de la demanda y de correcciones importantes de la oferta no-OPEP.

Estas son las dinámicas activas en el escenario central, según el cual se alcanzaría un reequilibrio del mercado –la nula creación

de inventarios- en el segundo semestre del año; algunos analistas hablan del tercer trimestre y otros del cuarto. Pero lo relevante es que en los últimos dos meses –marzo y abril- se ha producido un cambio en el consenso de los analistas desde unas perspectivas más bajistas que señalaban que hasta mediados de 2017 no se ponía fin a la situación de sobreoferta. Hoy la duda es si la actual subida de precios no se está adelantando al reequilibrio en el mercado de físicos pero esto es algo normal: los mercados financieros responden más rápido que los mercados de físicos. Las expectativas de los agentes son determinantes en la formación de precios y estas expectativas son más “alcistas” hoy que las tremendamente bajistas existentes en enero y febrero.

Estas expectativas más positivas se basan en la caída de la producción en Estados Unidos, en la estabilización de las condiciones macroeconómicas en China, en la fortaleza de la demanda en EE.UU y en la debilidad del dólar. Existen, eso sí, riesgos a la baja al escenario central de balance en 2016, por ejemplo: un dinamismo de la demanda por debajo de las expectativas, -sobre todo en economías emergentes-; una recuperación de la producción de Irán y Libia mayor de la prevista; o un nuevo repunte de la producción iraquí.

A la luz de los más recientes indicadores y de los fuertes movimientos al alza del precio en el último mes estos factores parecen tener una baja probabilidad, pero no son descartables. Así como tampoco son totalmente descartables movimientos en el otro sentido, que ayuden a adelantar el reequilibrio del mercado, especialmente los nuevos intentos de llegar a acuerdo entre Rusia y algunos países OPEP para congelar la producción.

El rango de precios descontado por el mercado de opciones para 2016 es muy amplio. Según las expectativas extraídas del mercado de opciones, el precio medio del Brent para 2016 podría oscilar entre los 35 y los 52 \$/bl. Pero solo haría falta que se alcanzara un acuerdo firme de recorte de producción entre los principales exportadores para que los precios recuperaran en un periodo relativamente corto niveles cercanos a los 60 \$/bl. Por el lado bajista, *ceteris paribus*, cualquier empeoramiento sustancial de la economía o entorno financiero de países emergentes clave podría llevar a una disminución de precios.

Los ajustes de la oferta no-OPEP

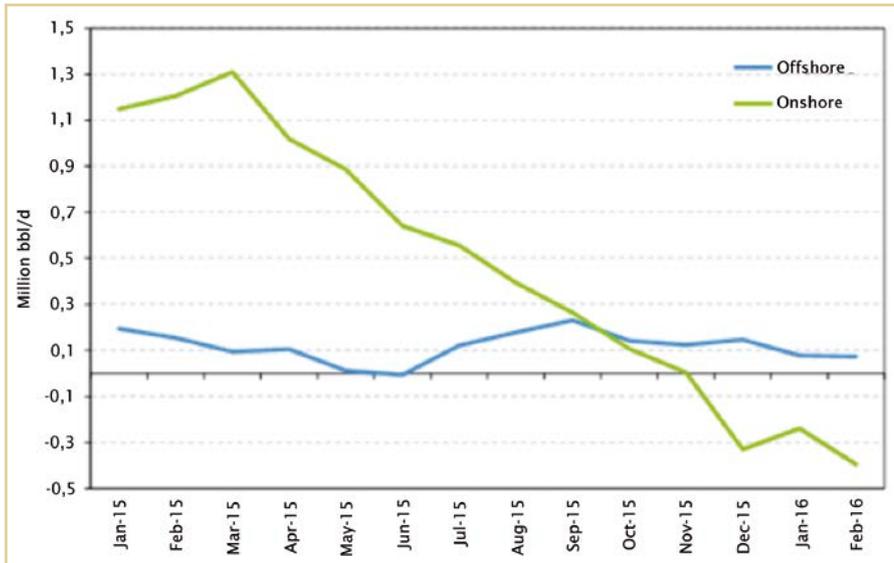
Como se ha mencionado, las dinámicas por el lado de la oferta contemplan un ajuste significativo de la oferta de petróleo¹ no-OPEP, especialmente de EE.UU., principal impulsor de esta región en 2014 y 2015. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el incremento de la producción de EE.UU. en 2014 y 2015 fue de 1,71 y 0,95 millones de barriles diarios (bl/d), respectivamente, lo que corresponde a un 81% y un 75% del incremento total de la oferta no-OPEP para cada uno de esos años.

La producción de EE.UU. ha resistido mejor de lo esperado el nuevo entorno de precios bajos, aunque habría que señalar que el elemento sorpresa ha sido la nueva producción proveniente de regiones *Offshore*, especialmente del Golfo de México.

Desde finales de 2014 la producción *Offshore* a escala global ha registrado una evolución muy positiva tras varios años en los que no se habían producido mayores incrementos -exceptuando en Brasil- debido

¹ En este caso se considera oferta de petróleo a la producción de crudo, condensados y líquidos del gas natural, sin contabilizar los biocombustibles ni tampoco las ganancias del procesamiento en las refinerías.

Figura 2. Variación interanual de la producción de crudo y condensados de EE.UU. por regiones



al parón que significó el caso Macondo en el Golfo de México. Sin embargo, en este periodo sí se llevaron a cabo inversiones considerables que dieron su fruto en términos de producción a partir de finales de 2014 y a lo largo de 2015.

En cuanto a la producción de no convencionales de EE.UU., totalmente comprendida en tierra firme (*Onshore*), aumentó 600 mil barriles en 2015, cuando en 2014 había crecido algo más de 1 millón de bl/d. Sin embargo, tal como era previsible dado su corto ciclo inversor, la producción de no convencionales se ha visto afectada por el entorno de precios bajos y la consecuente reducción de la inversión, cayendo desde marzo de 2015 hasta marzo 2016 en 458 mil bl/d -cifras obtenidas de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA) en su informe mensual "*Drilling Productivity Report*" de abril de 2016.

La inversión tiene la particularidad de responder rápidamente a los precios bajos, por lo que ante un escenario como el actual en

el que las perspectivas de precios son inciertas a corto plazo, es inevitable que el vector de crecimiento de la producción no OPEP de los últimos años -los recursos no convencionales- se reduzca, y no por falta de recursos en el subsuelo, sino simplemente por falta de inversión.

Uno de los temas más controvertidos en el análisis de los no convencionales de esquistos de EE.UU. es el coste marginal o *break-even*. Sin duda, las ganancias de eficiencia y la contracción de los costes han permitido reducir el mencionado *break-even*, que anteriormente se situaba en media alrededor de los 80-90 \$/bl y ahora según algunos analistas se situaría entre los 55-75 dólares, o incluso por debajo de esa cifra. Sin embargo, la crítica situación financiera de las empresas que operan en los *plays* de no convencionales hace pensar que solo las empresas más eficientes y las que puedan operar en las zonas más rentables (mayor concentración de recursos a un menor coste) serán las que sobrevivan a la actual coyuntura.

Es muy importante resaltar que la actividad de estas empresas consideradas más rentables no sería suficiente para sostener los ritmos de crecimiento de producción que venían experimentando en el periodo 2012-2014. Es decir los aumentos de producción de los no convencionales se hicieron en niveles de precios de 95 dólares por barril y además fue necesario endeudar fuertemente a las empresas para conseguir estos crecimientos de producción.

Para 2016 la AIE estima que la producción de petróleo no-OPEP se contraiga en media cerca de 800 mil bl/d respecto a 2015. De esta cifra, unos 480 mil bl/d, o un 60%, saldrían de EE.UU. y el resto vendría de países como China o México, mientras que países como Canadá o Rusia, se espera que aumenten su producción respecto al año anterior, en el caso del primero por una estacionalidad de la producción menor que en 2015, y el segundo por el aumento de la producción registrado en los primeros meses del año (antes de empezar a negociar las posibles "congelaciones" de la producción).

La oferta OPEP como determinante del desequilibrio entre la oferta y la demanda

La actual política de la OPEP, puesta en marcha desde el 27 de noviembre de 2014, ha marcado de forma determinante al mercado del petróleo, dificultando el reequilibrio del mercado y moviendo el entorno de precios alrededor de un 50% a la baja.

Esta actitud de la OPEP de no recortar, e incluso aumentar producción en un escenario de precios bajos, ha mandado la señal al mercado de que en el corto plazo el cartel de la OPEP deja, de facto, su papel de regulador de la oferta; algo que fue fundamental para conseguir la recuperación de precios

en los años 2009-2010. En la crisis de 2008-2009, la demanda se contrajo casi 3 millones de barriles diarios, llevándose consigo a los precios, que pasaron de los 146 a los 36 dólares por barril en pocos meses. La caída de precios se corrigió con un recorte masivo de producción por parte de la OPEP de 4,2 millones de barriles diarios a finales de 2008. Este movimiento de la OPEP, a grandes rasgos, impulsó los precios hasta los 80 dólares por barril a finales de 2009 y hasta los 100 dólares a finales de 2010.

En este sentido, no es absurdo concluir que un ajuste rápido del mercado podría venir tras un acuerdo entre los países de la OPEP para recortar su producción, cuestión que ya se ha mencionado es poco probable en el muy corto plazo, especialmente tras la falta de consenso de la reunión de Doha, donde no se llegó ni siquiera a acordar el congelamiento de la producción en los actuales niveles máximos. Actualmente nuevas voces han surgido previendo y solicitando una nueva reunión de productores en los meses de mayo o junio. Sin embargo, la clave está en las posiciones de Arabia Saudí de no aceptar recortes si no recorta Irán, y en la posición iraní de no recortar hasta alcanzar el nivel de producción previo a las sanciones.

Respecto a Iraq, al igual que para el resto de la OPEP, la actual situación de precios está resultando compleja. El país ha recortado en un 60% su presupuesto de 2016 relacionado con la inversión en el sector, pero no se puede menospreciar su potencial ya que los 660 mil bl/d en los que incrementó su producción en 2015 representaron el mayor aumento dentro de la OPEP -un 62% de la variación de la producción de crudo de la OPEP de ese año. El resto de países que sumaron fueron Arabia Saudí con 590 mil bl/d, más otros 400 mil del conjunto de Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Angola e

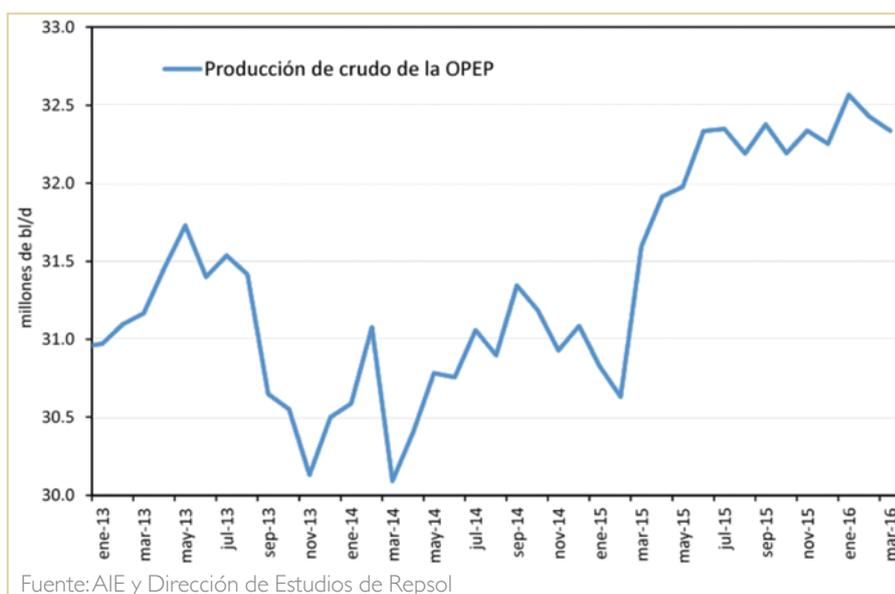
Irán, contrarrestados parcialmente por la caída de más de 500 mil en 2015 del resto de países, incluida la Zona Neutral.

Por su parte, Irán representa un nuevo foco de incertidumbre para el mercado tras el levantamiento de la mayoría de las sanciones impuestas por Europa y EE.UU. desde 2011. La entrada del crudo iraní en este contexto se traduce en una mayor presión bajista sobre los precios, por lo que la forma en que aumente la producción será determinante. Lo que se ha visto hasta ahora es que las cifras de incremento que mencionaba Irán, 500 mil bl/d inmediatamente después de que se levantarán las sanciones, es decir en enero, y otros 500 mil a lo largo del año, eran algo más optimistas que la realidad. Entre diciembre y marzo –considerando que fue en enero cuando se levantaron oficialmente las sanciones-, la producción iraní aumentó alrededor de 437 mil bl/d, y en la actualidad afirman que estarán en condiciones de regresar a los niveles pre-sanciones en el mes de junio (lo que implicaría entre 200 y 300 mil bl/d más).

La sobreestimación inicial de la oferta y de las exportaciones se podría hacer extensible al resto de sus previsiones básicamente por tres razones: 1) existe muchas incertidumbres sobre las implicaciones del levantamiento de las sanciones en cuanto a transporte, seguros, etc. que afectan las exportaciones; 2) son necesarias inversiones importantes para acondicionar las instalaciones tanto de superficie como de subsuelo de su industria petrolera; y 3) tras las primeras sanciones de 2009 la demanda doméstica iraní se contrajo cerca de un 10%, por lo que se espera una recuperación de la misma, que además irá en línea con el crecimiento poblacional y de zonas urbanas, y esto en conjunto podría implicar el desvío de una parte del aumento esperado de la oferta hacia consumo interno, limitando las exportaciones.

En definitiva, la OPEP parece haber concluido que ante el desafío de unos recursos extensos y con requerimientos de inversión en ciclos relativamente cortos, como es el caso de los no convencionales en EE.UU.,

Figura 3. Evolución mensual de la producción de crudo de la OPEP



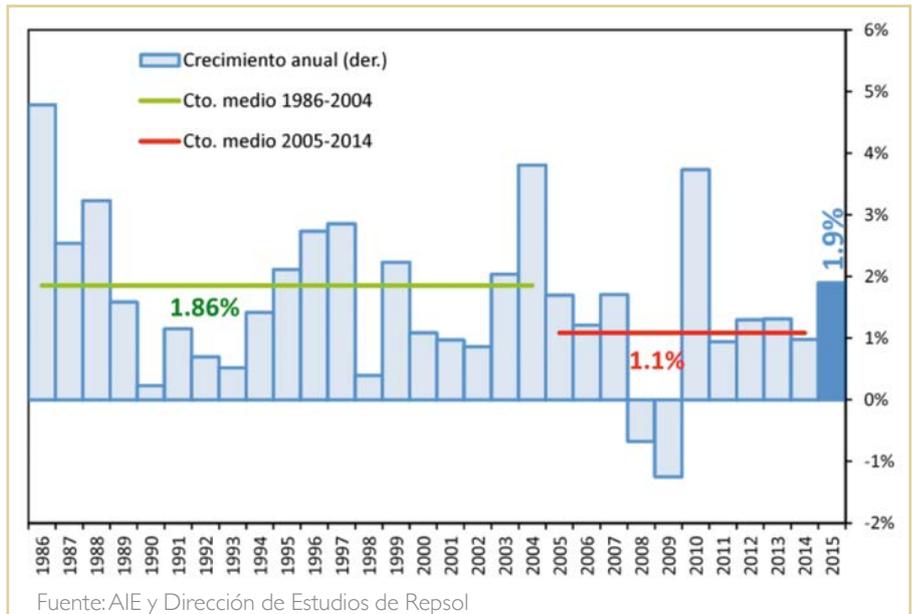
la estrategia no puede ser mantener artificialmente los precios altos recortando producción. Por ello han decidido dejar actuar al mercado, esperar que los bajos precios saquen del mercado aquellos volúmenes con altos costes -en primer lugar los no convencionales, por su ciclo inversor más corto y seguidamente las aguas profundas, y durante este proceso no perder cuota de mercado. Tenga o no tenga razón la OPEP, esta política parece insostenible en el medio plazo. Aunque es cierto que en términos técnicos los países de la OPEP tiene los costes de producción más bajos del mercado, la rentabilidad de sus inversiones no se mide como en las compañías privadas por el "break-even de producción" sino por el "break-even fiscal", es decir la clave es el nivel del precio del barril que permita equilibrar sus cuentas corrientes externas y no generar déficits fiscales, nivel que en la mayoría de los países supera con creces los 70 dólares por barril.

Los ajustes de la demanda

El efecto inmediato de una caída de precios sobre la demanda es de un mayor crecimiento. Tras casi cuatro años (2011-2014) con precios del crudo por encima de los 100 \$/bl que se traducían en crecimientos modestos de la demanda de alrededor del 1%, en 2015 se volvió al ritmo de crecimiento histórico de la demanda cercano al 2%.

Si bien es cierto que en términos económicos habría que diferenciar los efectos de este nuevo entorno de precios entre países productores/exportadores de petróleo y países consumidores, regionalmente tanto la OCDE como la no-OCDE han experimentado un impulso al consumo en 2015, acelerando su ritmo de consumo respecto a los niveles observado en los últimos años. La región OCDE ha registrado un crecimiento

Figura 4. Evolución anual del nivel y del crecimiento de la demanda global



de la demanda del 1%, el mayor observado desde 2004, si no se considera el registro de 2010 (+1,46%) que respondió al efecto rebote tras la crisis financiera de 2008-2009.

Por su parte, a pesar de que las economías de los países de la no-OCDE se han enfrentado a un entorno económico y financiero adverso, con una apreciación del dólar en 2015 cercana al 17%, su ritmo de crecimiento de la demanda también despuntó respecto a los registros de los últimos años, alcanzando un crecimiento en 2015 del 2,8%, tras el 2,6% registrado en 2014 y el 2,4% de 2013. En particular, el crecimiento interanual del consumo de petróleo en China en 2015 se situó en el 5,8%, cuando en 2014 fue del 3,4%. Las importaciones de crudo de China crecieron por encima del 8% en 2015, aunque es cierto que el país asiático está aprovechando la coyuntura de bajos precios para construir sus inventarios

estratégicos, plan que continúa como lo demuestra el hecho de que se está construyendo más capacidad de almacenaje.

El dato de crecimiento de la demanda no-OCDE de 2015 cercano al 3% es aún más relevante y positivo si se toma en cuenta que el 30% del consumo de la no-OCDE corresponde a países productores de petróleo y que han tenido crecimientos negativos o bajos en 2015. En concreto hablamos de la suma del consumo de Rusia (3,6 millones de bl/d), Arabia Saudí (3,29 millones de bl/d), Brasil (3,19 millones de bl/d), México (1,98 millones de bl/d) e Irán (1,83 millones de bl/d). Para 2016 se espera que las dinámicas de la demanda continúen funcionando y que el consumo se vea favorecido por el entorno de precios bajos

Sin embargo, la AIE estima que la demanda global crezca en 2016 a un ritmo del 1,2%,

con un crecimiento negativo de la región OCDE del 0,04% y un aumento de los países no-OCDE del 2,4%. Entre los argumentos de la Agencia para defender su postura se encuentran las revisiones a la baja efectuadas por el Fondo Monetario Internacional de sus perspectivas de crecimiento económico para 2016, unas temperaturas más cálidas a lo largo de todo el invierno que arrastra los niveles para el conjunto de 2016, y una caída de la actividad manufacturera a escala global que reduce el crecimiento del consumo de destilados medios.

Como siempre las previsiones de la AIE parecen no coincidir con los últimos indicadores: varios datos preliminares de grandes países consumidores apuntan a un ritmo sostenido de crecimiento de la demanda por encima de las previsiones de la AIE. En India el consumo de productos petrolíferos continúa creciendo a tasas del 15% interanual en el primer trimestre de este año; en este mismo periodo las importaciones de petróleo de China han aumentado un 12% interanual; el consumo de gasolina en EE.UU. sigue creciendo a ritmos del 3% interanual en los primeros tres meses de 2016. Por último; en Europa algunas estimaciones del crecimiento de la demanda de productos petrolíferos apunta a ritmos por encima del 1,5% interanual en el mismo periodo.

6. El balance para 2016

En conclusión, todas las perspectivas del balance para 2016 estiman un crecimiento de la demanda importante de entre 1,2 y 1,3 millones bl/d, es verdad que inferior al registrado en 2015, pero no es menos cierto que los indicadores más recientes señalan que podría superar dicha previsión. También incluyen una caída sustancial de la oferta no-OPEP –sobre todo del no convencional de EE.UU.-, y unos niveles sostenidos de producción OPEP.

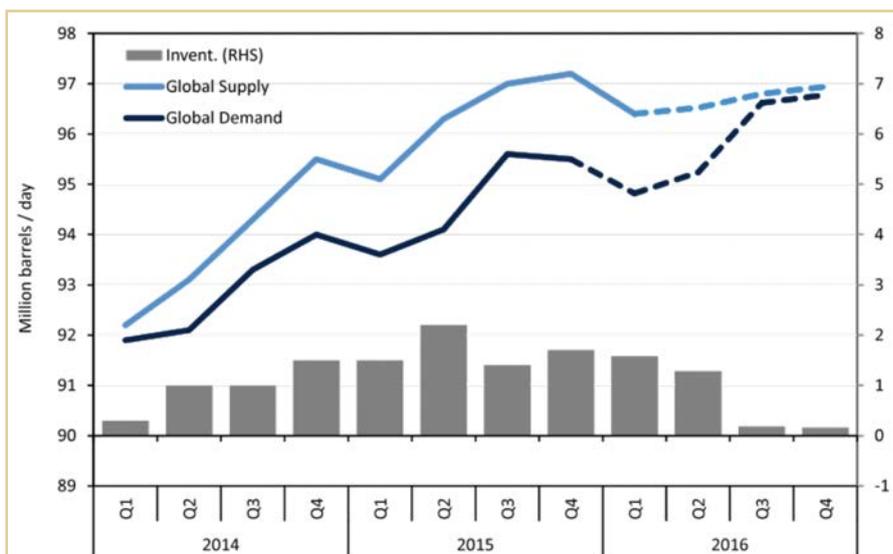
Las variaciones que existen en el análisis dependen de la fuerza con que cada uno de estos factores se desarrolle a lo largo del año. Por centrar el análisis en el organismo más conocido, la AIE incluye en sus previsiones para 2016 un panorama muy diferente en cuanto a acumulación de inventarios entre la primera y la segunda mitad de 2016. Según la AIE, el mercado alcanzaría casi el equilibrio –nula acumulación de inventarios- a partir de la segunda mitad de 2016, lo que representaría un comportamiento totalmente diferente a lo experimentado en los últimos dos años.

Suponiendo que el dato de producción actual de la OPEP no varíe al alza en los próximos trimestres, tendríamos ya caída de inventarios en el tercer trimestre. También es previsible una demanda superior a los 1,2

millones de bl/d previsto por la AIE en abril de 2016. Esto se basa en los indicadores de consumo antes mencionados y en que los datos del primer trimestre muestran ya tasas de crecimiento de 1,2 millones. (En abril de 2015 la AIE preveía que la media del crecimiento anual de la demanda global en 2015 se situaría en los 1,08 millones de bl/d. Su última estimación de abril de este año sitúa esta cifra en los 1,84 millones, y todavía está sujeta a revisiones).

En este sentido, existen riesgos claros de que el exceso de oferta desaparezca ya en los inicios del segundo semestre. Son estos riesgos los que están conformando las expectativas alcistas y el rally del mes de abril, aunque como se señala en otras partes de este informe no todo apunta a este escenario y existen también riesgos a la baja.

Figura 5. Balance global oferta/demanda y variación de inventarios según la AIE



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE) y Dirección de Estudios de Repsol

Conclusión

La evolución del precio del crudo responde desde 2014 al aumento durante los últimos años de la producción de petróleo principalmente proveniente de los no convencionales de EE.UU. y, a partir de 2015, al comportamiento de los países de la OPEP.

En contra de lo que venía haciendo el cartel durante más de una década ante un aumento de la oferta global: cortar producción para estabilizar los precios, la OPEP ha respondido al actual exceso con un aumento adicional de producción. De esta forma, por primera vez en muchos años, la oferta global se está ajustando vía coste marginal y por lo tanto a través de una reducción de la inversión.

Desde mediados del año pasado se están produciendo correcciones en la oferta de los países no-OPEP, las cuales se han intensificado recientemente. El problema de esta dinámica es la velocidad de la respuesta de la producción dada la inversión hundida de los convencionales, el bajo coste marginal de la extracción no convencional y la abundante financiación.

Por el contrario, la oferta OPEP aumentó muy por encima de las necesidades del mercado en 2015 y este desequilibrio parece que seguirá vigente en los primeros trimestres de este año. Las Agencias oficiales apuntan a que el equilibrio del balance oferta/demanda se debería producir a fines de 2016, con el estímulo de los bajos precios, positivo para la demanda y negativo para la inversión y la producción.

El rally alcista en marzo y abril tiene su inicio en los rumores sobre un acuerdo de congelación de producción entre la OPEP y Rusia, y se mantiene en el tiempo, a pesar de no haberse materializado el acuerdo, por la constatación de la respuesta de la producción de no convencionales –fuerte reducción– y por la corrección del sentimiento negativo del mercado sobre el crecimiento y la demanda en emergentes, especialmente en China. Por último, también se ve sostenido por la fortaleza de la demanda en Europa y Estados Unidos en relación a las previsiones iniciales de la AIE.

A más largo plazo los precios dependerán -si no funciona la OPEP- del coste marginal de la nueva producción “convencional o no convencional”. Aunque la OPEP ha logrado históricamente que los precios sean superiores a sus costes marginales, que son los más bajos. Estas son las razones que llevan a la AIE a mantener en sus previsiones de precios a largo plazo un precio en 2020 de 90 dólares nominales. ■