

*Pedro Antonio Merino García**

*Juan Rubio Matilla***

EVOLUCIÓN RECIENTE DEL MERCADO DEL PETRÓLEO

En este artículo se revisa la evolución reciente del mercado del petróleo y las previsiones para 2015. Se hace especial hincapié en la acción de la OPEP y en el efecto de los precios sobre la producción no convencional de EEUU y la demanda global. También se analizan las previsiones a corto y medio plazo para el balance oferta-demanda y los precios del petróleo.

Palabras clave: petróleo, oferta, demanda, previsiones de precios del petróleo, mercado internacional, OPEP.

Clasificación JEL: L71, Q40, Q41.

1. Introducción

Durante la segunda mitad del año 2014 el mundo del petróleo se vio afectado por una conmoción que muy pocos esperaban. En solo unos meses los precios cayeron desde los 115 dólares por barril (\$/bl) del mes de junio hasta situarse por debajo de los 50 dólares en enero de 2015. Una caída de casi el 60 por 100 de su valor en poco más de 6 meses, que no solo ha convulsionado los mercados, sino que ha producido que los actores del sector energético se planteen un cambio de escenario a corto y largo plazo.

En este artículo se pasará revista a los elementos determinantes de la situación actual y de las perspectivas más previsibles del mercado del petróleo. Está dividido en cinco partes. En la primera se describe la evolución reciente. Seguidamente se analiza la actuación del cártel de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo)

junto con las implicaciones de la oferta de no convencionales de EEUU, para entender los cambios en las perspectivas de oferta que están realizando las agencias energéticas. En el cuarto apartado se tratarán los factores de demanda que determinan el contexto actual y cuáles son las perspectivas de la misma. Finalmente se presentarán las perspectivas del consenso de precios a corto y medio plazo y unas breves conclusiones.

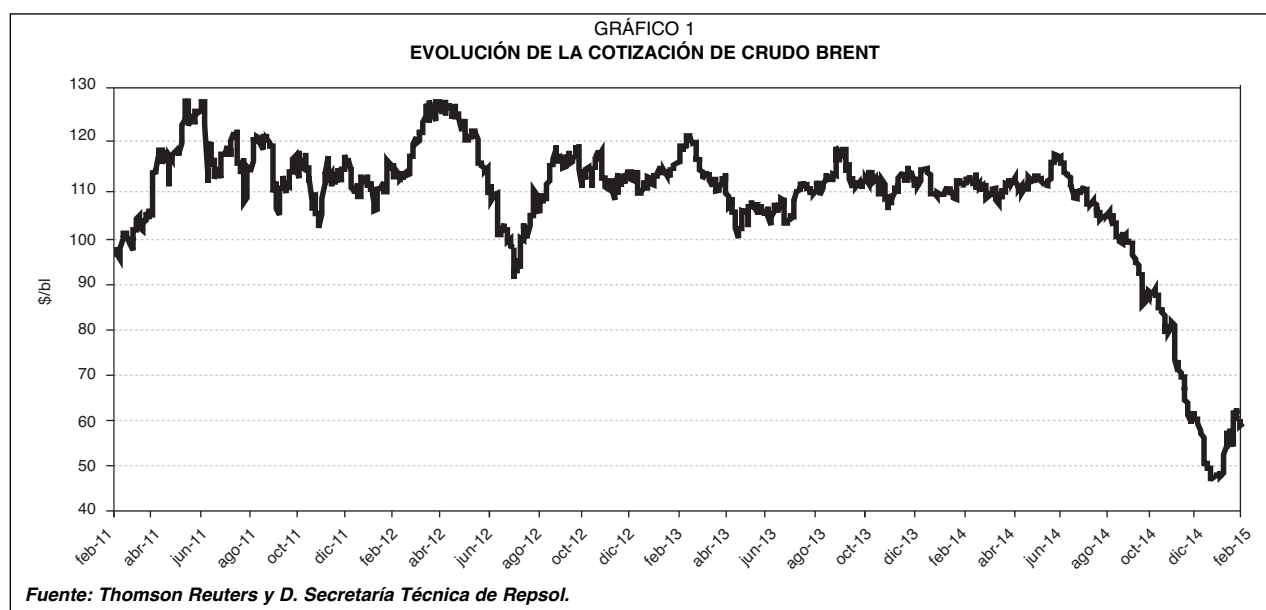
2. Evolución reciente del mercado

Durante casi todo el periodo 2011-2013, y se podría incluir la primera mitad de 2014, el mercado había asimilado el rango de precios del petróleo de 100-110 \$/bl como aquel en el que se alcanzaba el equilibrio entre las fuerzas de demanda y oferta. Los 100 \$/bl no parecían afectar en exceso a una economía global que estaba ajustando su dinámica, todavía con cierta incertidumbre después de la crisis de 2008 y, por el lado de la oferta, este nivel ofrecía estabilidad a la rentabilidad de los productores, en especial de aquellos enfocados ▷

* Técnico Comercial del Estado y Director de la Secretaría Técnica de Repsol.

** Ingeniero y Analista Senior de la Secretaría Técnica de Repsol.

Versión de abril de 2015.



en activos de altos costes como los no convencionales de esquistos en EEUU. Todo esto derivó en un escenario en el que se perfilaba un crecimiento de la demanda relativamente débil pero positivo y un aumento de la oferta potencialmente fuerte.

Así se llegó a mediados de 2014, momento en el que empezó a hacerse evidente que el equilibrio de los últimos tres años se había roto. En primer lugar, el mercado entendió que los factores geopolíticos que estaban encaminando al precio hacia los 115 dólares –conflicto entre Ucrania y Rusia y, sobre todo, la incursión del Estado Islámico en el norte de Iraq–, no iban a tener efectos negativos importantes sobre la oferta del petróleo a corto plazo. En segundo lugar, se comenzó a vislumbrar una visión más negativa que a principios de año sobre los fundamentos de la demanda, llevando a las agencias energéticas oficiales¹ a revisar a la baja las estimaciones de demanda global y regional para ese año. A su vez, la oferta de petróleo estadounidense sorprendió al alza después del invierno tan frío de 2013-2014 que hizo detener la actividad en las principales cuencas de no convencionales. Y finalmente, desde el punto de vista financiero, se produjo una huida masiva

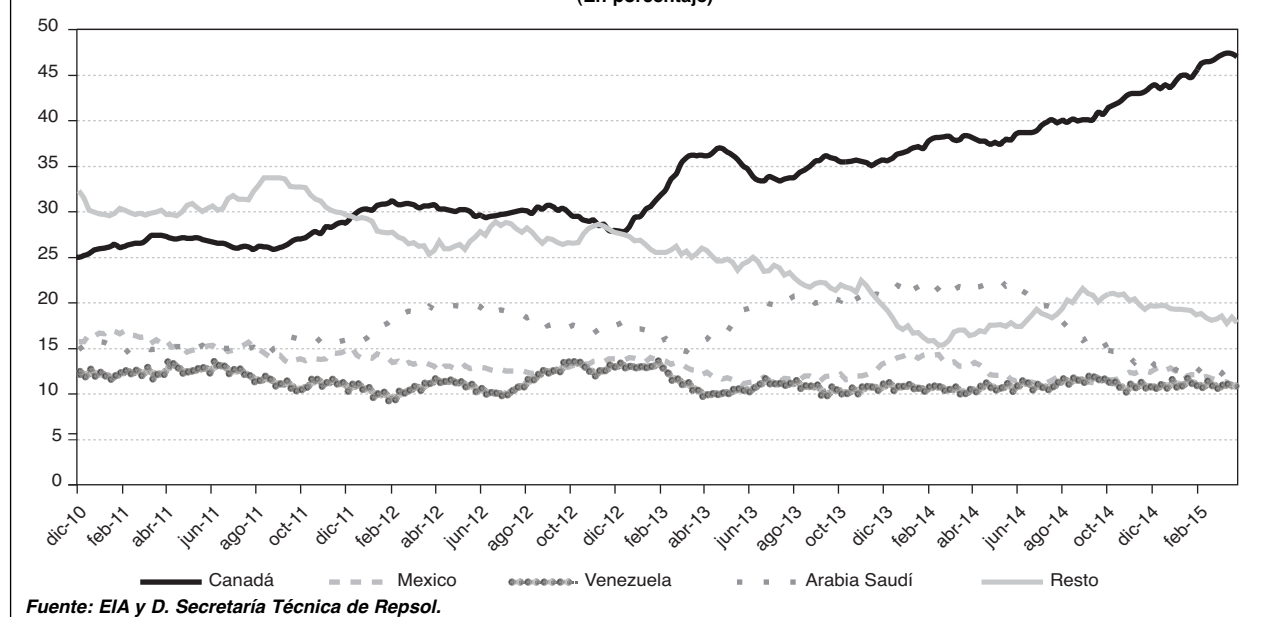
de capitales y fondos especulativos en los mercados financieros de los crudos marcadores del Brent y del WTI, lo que exacerbó el efecto de los fundamentos de oferta y demanda sobre precio.

Hasta aquí todo parecía únicamente una disparidad entre la oferta y la demanda algo más abultada de lo normal, que los propios mecanismos del mercado normalizarían, específicamente a través de la intervención de la OPEP. Lo que los agentes del mercado no pronosticaron fue la situación que tuvo lugar a continuación: la OPEP, en su reunión del 27 de noviembre de 2014, en vez de defender el precio –reduciendo su producción–, optó por luchar por su cuota de mercado. Actuación que se tradujo en una caída de las cotizaciones similar a las de la crisis asiática de 1996 o la crisis financiera de 2008.

Entre el 19 de junio, fecha del máximo precio del Brent en 2014, y justo antes de la reunión de la OPEP del 27 de noviembre, el precio del crudo Brent pasó de los 115 \$/bl a los 76 \$/bl, una caída de alrededor del 34 por 100. En el periodo 2011-2013, el precio del Brent ya había sufrido correcciones bastantes similares de su valor, por ejemplo la sucedida en el segundo trimestre de 2012 cuando el precio pasó de los 127 \$/bl de finales de febrero a los 88 \$/bl de finales de junio. Entonces los precios cayeron como consecuencia de un ▷

¹ Las agencias energéticas oficiales más seguidas en el sector son: la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Administración de Información Enérgica de EEUU (EIA) y la OPEP.

GRÁFICO 2
IMPORTACIONES DE EEUU POR PAÍS DE ORIGEN
(En porcentaje)



empeoramiento de la situación económica en Europa con potencial contagio a EE.UU., incertidumbres sobre el crecimiento de China, una situación geopolítica menos tensa respecto a Irán, y unos fundamentos con un balance claramente en sobreoferta. Es decir, un entorno muy similar al planteado entre junio y octubre de 2014.

La verdadera situación inquietante en el mercado se produjo a partir de la decisión de la OPEP en noviembre, ya que desde entonces y hasta finales de enero de 2015 el precio se contrajo otro 40 por 100 alcanzando los 45 \$/bl el 25 de enero, un acumulado del 61 por 100 desde el máximo de 2014.

Seguidamente, el mercado ha intentado ajustar su dinámica a una nueva situación en la que el bajo entorno de precios tiene efectos sobre la oferta y la demanda; análisis que se realizará en los siguientes apartados.

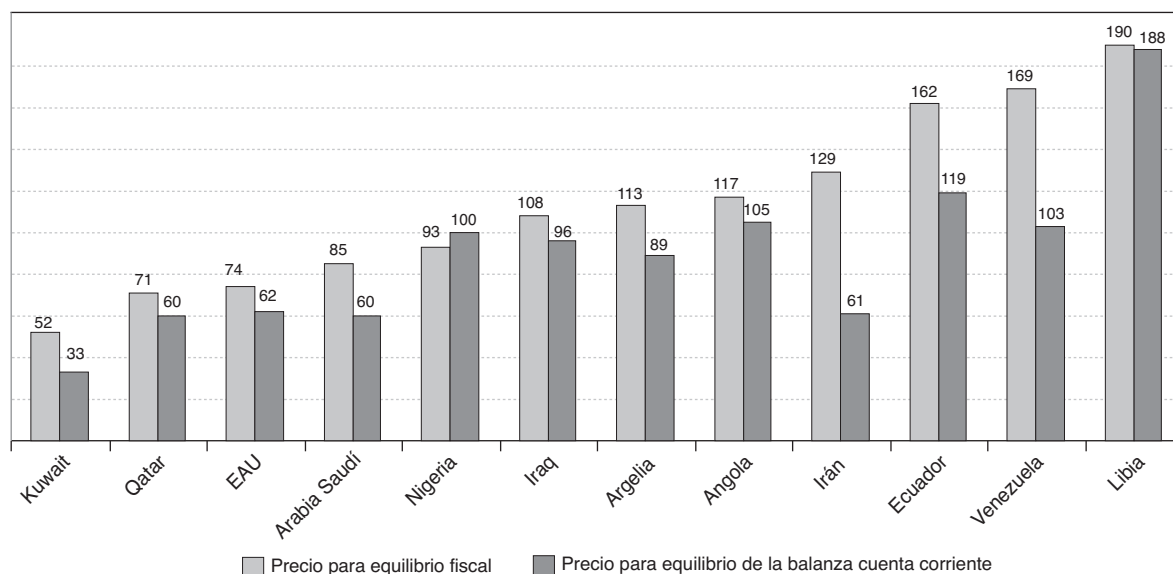
3. La actuación de la OPEP y los no convencionales de EE.UU

Durante los últimos años Arabia Saudí estaba creciendo en importancia en el mercado estadounidense, con una cuota en 2013 por encima del 20 por

100 de las importaciones de crudo del país, únicamente por detrás de Canadá. A partir del mes de junio del pasado año, esta cifra cayó bruscamente hasta suponer actualmente poco más del 12 por 100. Para el país árabe esto supone reducir considerablemente sus relaciones comerciales con EE.UU. y, por lo tanto, la capacidad de influir sobre el Gobierno de Washington en las negociaciones sobre la cuestión nuclear en Irán o la política exterior estadounidense en los conflictos en Oriente Medio (como Siria o Egipto). Cabe destacar que los encuentros previos a la reunión de la OPEP de noviembre del ministro de petróleo saudí fueron con México y Venezuela. Estos tres países son, junto a Canadá, los mayores suministradores de crudo a EE.UU., y su cuota conjunta supone aproximadamente el 40 por 100 de las importaciones del país norteamericano.

Oficialmente, la postura del Reino saudí es que son los fundamentos de la oferta y la demanda los que están moviendo el mercado, y que este último se ajustará sin necesidad de acciones externas (una filosofía que parece contraria a las normales en un cártel). En otras palabras, el nuevo entorno de precios bajos debería promover la salida del mercado de todo aquel petróleo con altos costes asociados ▷

GRÁFICO 3
PRECIOS DE EQUILIBRIO DE LOS PAÍSES OPEP
(Dólares por barril)



Fuente: FMI, IHS y D. Secretaría Técnica de Repsol.

y que, en definitiva, no pueden competir con la estructura de costes de la mayoría de los países OPEP. En este sentido, más adelante se tratará la problemática a la que se enfrentan la producción no convencional de EEUU en este escenario de precios bajos.

El resto de miembros de la OPEP no estaba tan dispuesto a entrar en este juego, dado que para reducir la producción de los campos menos rentables es necesario mantener los precios bajos durante un periodo prolongado de tiempo, algo que muchos países cuyas economías dependen de las exportaciones de crudo no pueden aguantar.

La cuenta fiscal de países como Venezuela o Ecuador no pueden aguantar más de unos meses con estos niveles de precios; la economía iraní ya estaba suficientemente deteriorada por las sanciones internacionales antes de la caída de precios; y otros países, como Libia o Nigeria, tienen otros problemas que afrontar como para prescindir de sus ingresos petroleros. Únicamente los países del Golfo tienen la capacidad para soportar esta situación el tiempo suficiente como para frenar la producción de los países no-OPEP,

no solo porque generalmente tienen acceso a un crudo más económico en términos de costes operativos, sino que tienen una mayor cantidad de reservas de divisas internacionales.

Por otro lado, sería necesario saber el nivel de implicación de cada país en una hipotética reducción de la producción, y es que inicialmente países como Venezuela o Irán se mostraron contrarios a reducir sus exportaciones, alegando que ellos no habían aumentado su producción (o incluso la habían reducido). Sin embargo, es necesario destacar que una vez que se produjo el desplome del precio, su posición cambió drásticamente. En la actualidad varios países de la OPEP están pidiendo una reunión extraordinaria para tratar una reducción, aunque la recuperación de un 20 por 100 del precio en las primeras semanas del año sin ningún tipo de actuación ni declaración por parte del cártel, hace poco probable que los países del Golfo Pérsico acepten realizarla.

Pero retrocedamos en el tiempo unos años, concretamente hasta 1996, donde se dieron unas circunstancias relativamente parecidas a la situación actual: una disminución de la demanda debida a ▷

la crisis asiática y un aumento de la oferta por el regreso a los mercados de la producción iraquí después de la Guerra del Golfo. Rebuscando en la hemeroteca, se puede encontrar fácilmente artículos en los que se leen citas como las de un analista de *Prudential Bache* que afirmaba que «[...] Arabia Saudita parece haber decidido que prefiere precios abaratados en lugar de perder participación en el mercado...» o «[...] lo esencial para Arabia Saudita es que busca retener su posición de líder en el mercado norteamericano [...] los demás productores sufren las consecuencias al quedar en el medio (de esta disputa)...» que aseguraba un veterano observador de la OPEP de *Dresdner Kleinwort Benson*. Afirmaciones que coinciden al pie de la letra con las que se pueden leer en los medios en los últimos meses.

Sería necesario destacar que aquella crisis de las cotizaciones no se solucionó hasta que la OPEP, después de casi dos años de aumentar la producción a pesar de las caídas de los precios, logró acordar una reducción de la producción acorde a lo que necesitaba el mercado (más de 3 millones de bl/d). Además, consiguió implicar en la reducción a otros países como Rusia, Noruega o México.

La decisión de la OPEP ha llevado a que se centre toda la atención en los principales activos petrolíferos con altos costes asociados: los no convencionales de EEUU; las arenas bituminosas de Canadá; y la actividad en aguas profundas, como el presalino brasileño. Estos activos, sobre todo los dos primeros, han sido responsables del aumento significativo de la oferta no-OPEP en los últimos tres años, a razón de un millón de barriles diarios de media.

Los no convencionales de EEUU son un tipo de activo asociado a una dinámica de importantes y constantes inversiones, la cual responde a la necesidad de realizar continuas perforaciones de nuevos pozos con la finalidad de contrarrestar las altas tasas de declino que caracterizan sus pozos. Desde el punto de vista técnico es necesario perforar pozos horizontales y ponerlos en producción a través de la fractura hidráulica. En

media, el coste de estas actividades alcanza cifras significativas que rondan los 7-8 millones de dólares por pozo. Como referencia, un pozo en un área convencional como puede ser Iraq no supera los 3 millones de dólares, pero un pozo en aguas profundas supera con creces los 50 millones. La diferencia de un pozo no convencional respecto a estos dos últimos es la rapidez con la que se agota su producción; en el primer año ya ha perdido un 60 por 100 de producción, mientras que en un pozo convencional la tasa de declino no supera el 4 por 100 en el primer año. Es este hecho el que subraya la necesidad de perforar más y más pozos: reponer el declino de los anteriores y aumentar la producción, cuestiones que ha venido haciendo EEUU con relativa facilidad en un entorno de precios de 100 \$/bl.

Sin embargo, una contracción de los precios del 60 por 100 pone en riesgo la continuación de esta actividad, ya que la dinámica inversora en el sector está estrechamente relacionada a los precios. Actualmente se está evidenciando un recorte importante de la inversión. Las torres de perforación activas de petróleo en EEUU han caído más de un 33 por 100 en los dos primeros meses del año 2015, mientras que las proyecciones de inversión internacional de las grandes empresas del sector para 2015 apuntan a recortes de aproximadamente el 30 por 100 respecto a las previsiones originales. La diferencia de estos dos indicadores es que, mientras que la reducción de las torres de perforación activas provoca una caída de la producción pocos meses después, estas pueden volver a crecer con la misma rapidez que cuando salieron del mercado. En cambio, la reducción de inversión en exploración no provocará la caída de la producción a corto plazo pero sí a medio y largo. En palabras de al-Badri, secretario general de la OPEP: «si se siguen reduciendo las inversiones el barril podría llegar a los 200 dólares dentro de tres o cuatro años».

La respuesta por parte de las agencias energéticas a este nuevo escenario de menor inversión es un recorte de las perspectivas de crecimiento de ▷

CUADRO 1
CRECIMIENTO DE LA OFERTA NO-OPEP ENTRE 2014 Y 2015 SEGÚN LAS AGENCIAS ENERGÉTICAS
(Millones de barriles día)

	Variaciones de la oferta no-OPEP entre 2014 y 2015				Oferta no-OPEP en 2015 (mar-15)
	Diciembre-14	Enero-15	Febrero-15	Marzo-15	
AIE	1,31	0,93 (↓-0,38)	0,81 (↓-0,12)	0,74 (↓-0,07)	57,41
EIA	0,84	0,67 (↓-0,17)	0,82 (↑ 0,15)	1,03 (↓-0,21)	57,58
OPEP	1,40	1,30 (↓-0,10)	0,86 (↓-0,44)	0,83 (↓-0,03)	57,16

Fuente: EIA, AIE, OPEP y D. Secretaría Técnica de Repsol.

la oferta no-OPEP, entendiendo que la OPEP continuará con la política establecida en noviembre de seguir produciendo alrededor del nivel establecido para su cuota de 30 millones de bl/d.

En este sentido, en los tres primeros meses de 2015, tanto la Agencia Internacional de la Energía (AIE) como la OPEP han revisado en más de medio millón de barriles diarios sus estimaciones de diciembre sobre el crecimiento de la oferta no-OPEP. Por su parte, la Administración de Información Energética de EEUU (EIA), si bien corrigió en enero su nivel de diciembre, en febrero realizó una serie de revisiones a sus niveles históricos que en definitiva han hecho ajustar su estimación de los niveles de oferta no OPEP de 2015 al del resto de agencias, es decir una simple revisión de niveles para «homogeneizar».

El mensaje que se extrae de estos ajustes es que en apenas tres meses, una vez las agencias han introducido en sus modelos los recortes esperados de inversión, las revisiones a la baja de los aumentos de producción en 2015 superan los 500 mil bl/d.

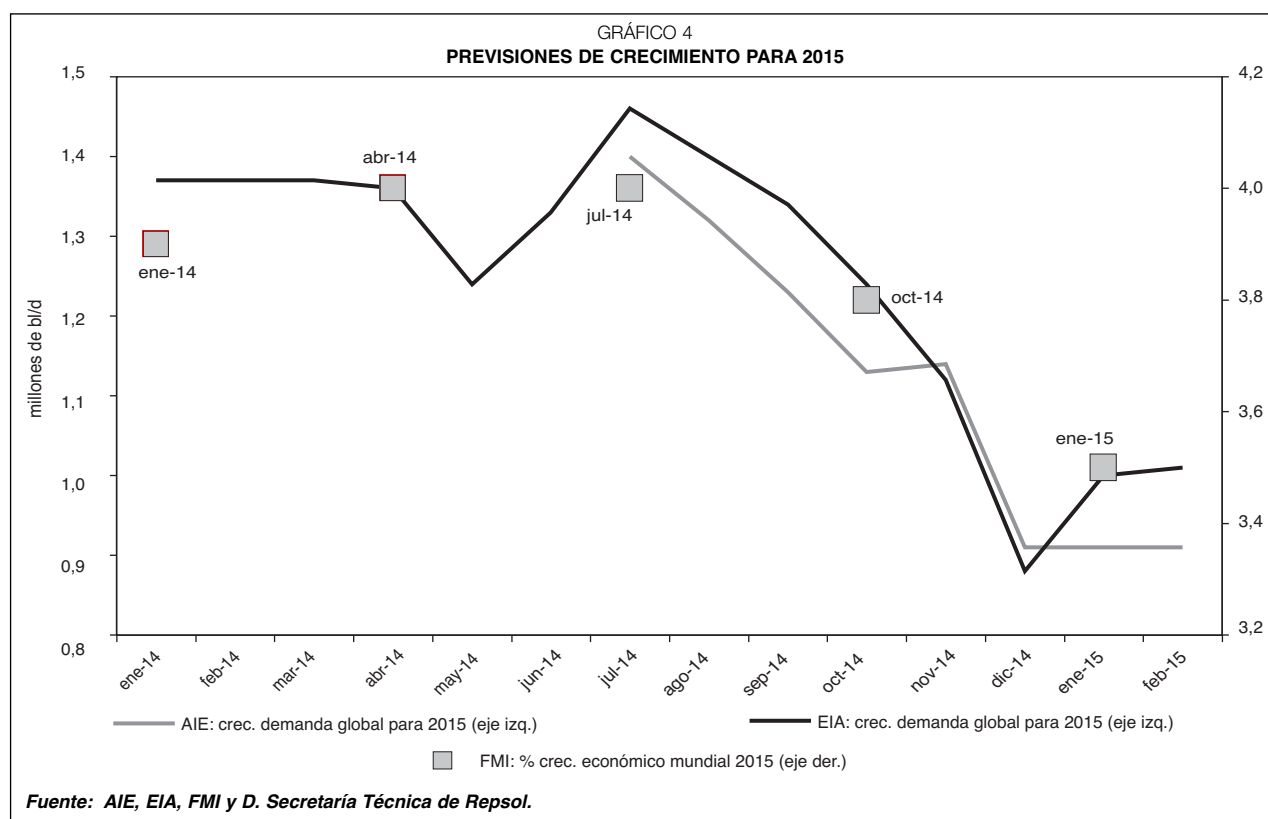
4. Factores de demanda

Para analizar la demanda, lo primero que hay que tener en cuenta es que el crecimiento de la misma va inexorablemente ligado al crecimiento económico. Es cierto que esta relación varía en términos de eficiencia y de sustitución energética, pero a día de hoy y, según la mayoría de las previsiones, en el futuro esta relación seguirá siendo muy estrecha.

Así, en 2014 tras las revisiones de dicho crecimiento por parte del Fondo Monetario Internacional (FMI), las previsiones de consumo de crudo se movieron en paralelo. El FMI en sus informes de octubre y de enero, en los que considera únicamente los datos y la actividad económica de los meses anteriores a su publicación, adoptó un punto de vista menos complaciente respecto a la coyuntura actual, a la vez que ponía el acento en los desequilibrios que seis años de políticas monetarias laxas han podido crear y los efectos de una súbita subida de tipos. Además afirmaba que la economía china se había desacelerado debido al descenso en la inversión, lo que había impulsado las revisiones a la baja del crecimiento de gran parte de las economías emergentes de Asia. Cabe destacar que la mayor parte del ajuste en el crecimiento se localizó en los países emergentes, que eran los que estaban empujando el aumento de la demanda de crudo.

Con este panorama económico, tanto la AIE como la EIA redujeron sus previsiones de demanda para 2015, y mientras que en julio cifraban en 1,4 millones de bl/d el crecimiento respecto a 2014, en diciembre ya lo habían reducido hasta los 0,9 millones. Esta disminución de más de medio millón de barriles diarios en las previsiones de demanda contrastaba con las previsiones de oferta, que apenas fueron revisadas a la baja en 60 mil bl/d (Gráfico 4).

Sin embargo, el actual escenario de precios bajos tiene su repercusión en la demanda. Mientras que la caída de precio resulta muy perjudicial para las economías de los Estados miembros de la OPEP y para las compañías con activos asociados a altos costes, los países consumidores se han encontrado ▷



CUADRO 2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA GLOBAL ENTRE 2014 Y 2015 SEGÚN LAS AGENCIAS ENERGÉTICAS (Millones de barriles día)					
	Variaciones de la demanda entre 2014 y 2015				Demanda en 2015 (mar-15)
	Diciembre-14	Enero-15	Febrero-15	Marzo-15	
AIE	0,91	0,91 (↔ 0,00)	0,91 (↑ 0,00)	0,99 (↑ 0,08)	93,51
EIA	0,88	1,00 (↑ 0,12)	1,01 (↑ 0,01)	0,98 (↓ -0,03)	93,13
OPEP	1,20	1,10 (↓ -0,10)	1,17 (↑ 0,07)	1,16 (↓ -0,01)	92,37

Fuente: EIA, AIE, OPEP y D. Secretaría Técnica de Repsol.

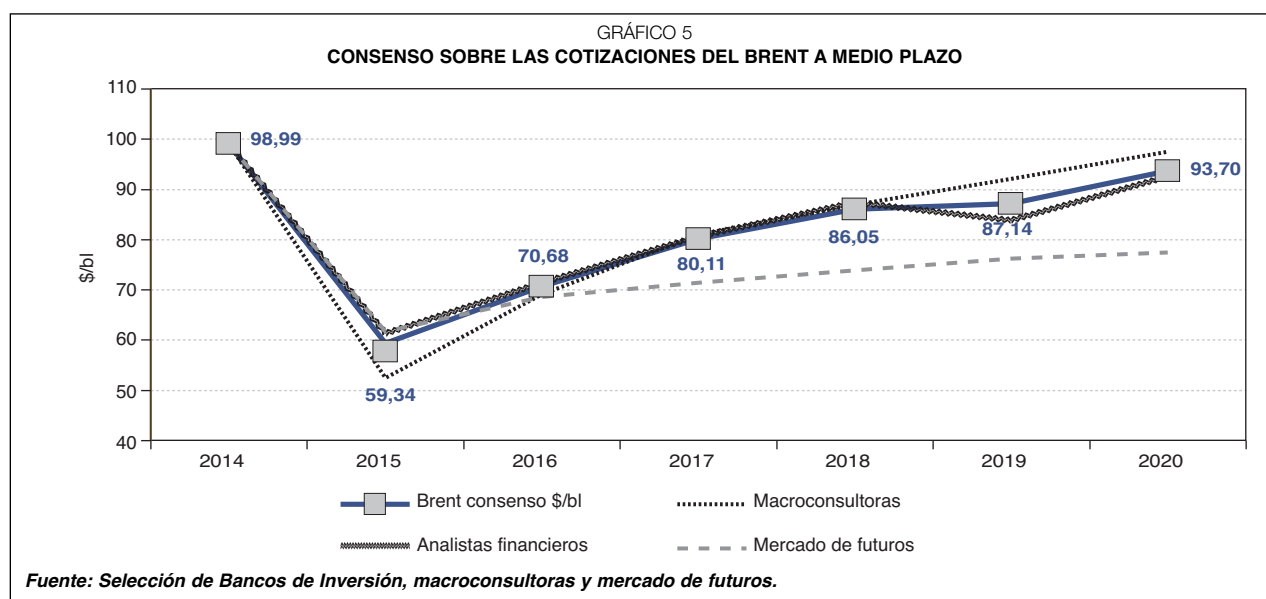
con un «paquete de medidas de estímulo económico» por parte de los países exportadores. La caída de precios implica una transferencia de renta de exportadores a consumidores que impacta directamente en el poder adquisitivo de estos últimos.

Según un estudio de *Oxford Economics* los importadores de petróleo de economías emergentes serán los principales beneficiarios, mientras que la mayoría de las economías avanzadas también se benefician significativamente aunque, como dependen menos del petróleo por cada dólar del PBI, sus ganancias proporcionales son menores.

En general, realizando un cálculo *grosso modo*: si las exportaciones de crudo de los países OPEP están en torno a los 24 millones de bl/d, y con una

diferencia de precios de su cesta de crudos de 41 \$/bl (55 \$/bl en 2015 frente a los 96 \$/bl de 2014), nos da una reducción de ingresos de unos 360.000 millones de dólares anuales para los países productores, lo que supone una transferencia de renta de los exportadores OPEP a los consumidores mundiales equivalente al 0,5 por 100 del PIB mundial.

Y este análisis también lo han hecho las agencias energéticas, las cuales anticipándose al informe de abril del FMI, y considerando las revisiones realizadas por otras instituciones económicas con mayor frecuencia en sus publicaciones, en general ya han revisado al alza en 100 mil bl/d el crecimiento de la demanda global para 2015. ▷



Este ajuste también viene soportado por datos de actividad más recientes. En el caso de los países emergentes, donde se concentran las perspectivas de crecimiento de la demanda global, los datos de ventas de vehículos en China indican un crecimiento envidiable del sector, que supera ya ampliamente los 2 millones de unidades vendidas cada mes. También, en el país asiático, las importaciones de crudo están en máximos, aunque es necesario señalar que el Gobierno de Pekín está aprovechando este periodo de precios bajos para rellenar sus nuevos almacenamientos estratégicos de petróleo. Así, las importaciones chinas continúan aumentando a un ritmo superior al 7 por 100 anual. Sin salir del continente, encontramos el crecimiento de la demanda de India, donde si bien las importaciones de crudo durante el 2014 no crecieron respecto a 2013, en el mes de enero de 2015 se incrementaron un 15 por 100 respecto al mismo mes del año anterior.

Otro foco de optimismo sobre la demanda es el impulso que están dando los precios a la demanda de regiones OCDE como EEUU y Europa. En el caso de EEUU los datos semanales de consumo de productos petrolíferos apuntan al mejor inicio del año de la última década. Por su parte, en Europa, el Banco Central Europeo (BCE) ha ido aprobando un extenso paquete de medidas

convencionales y no convencionales al cual los países de la zona parecen estar respondiendo favorablemente y también se han visto favorecidas por la devaluación del euro y, por supuesto, por un precio del crudo más bajo.

Es cierto que todavía existen dudas sobre si el nivel de recuperación de la demanda, junto con las revisiones a la baja de la oferta, conseguirá reequilibrar el mercado. Se pueden encontrar señales que apuntan a una ralentización del consumo en Latinoamérica. Las ventas de vehículos tanto en Brasil como en Argentina registraron descensos en las cifras de ventas en 2014.

5. Consenso de precios y conclusiones

Agregando la visión por el lado de la oferta y por el lado de la demanda, el mercado parece estimar que el desbalance entre la oferta y la demanda, que ha llevado a una importante acumulación de inventarios a finales de 2014 y principios de 2015, desaparecería gradualmente a partir de la segunda mitad de este año.

Esto tiene su reflejo en las perspectivas de precios. El consenso del precio del crudo Brent, considerando diversas macroconsultoras, bancos de inversión y el mercado de futuros, apunta para 2015 ▷

al entorno de los 60 \$/bl, que recuperaría 10 dólares en 2016 hasta superar los 70 \$/bl, y ya superaría los 80 \$/bl en 2017.

Como dijo JF Kennedy: «El cambio es ley de vida. Cualquiera que sólo mire al pasado o al presente, se perderá el futuro». El cambio presenciado en los últimos meses lleva a plantearse si lo sucedido hasta ahora es una caída transitoria de los precios, o si se producirá un cambio de filosofía a más largo plazo.

Hoy el intervalo de confianza del 90 por 100 en la predicción de precios para 2016 nos da un rango

de entre 40 y 100 dólares. Falta por ver en los próximos trimestres y años las respuestas de la oferta y de la demanda a la situación creada por la creciente producción no-OPEP y por la decisión de no recortar cuotas de la OPEP. Y además, tampoco sabemos si la OPEP y otros países productores cambiarán su política de producción en los próximos años. Mientras tanto, como es el caso de las decisiones de la Reserva Federal estadounidense: «seguimos atentamente los datos de coyuntura».

