

Antonio Merino García*

Rodnan García Ramírez**

EL MERCADO DEL PETRÓLEO: UNA REVISIÓN DEL ÚLTIMO CICLO Y PERSPECTIVAS A MEDIO Y LARGO PLAZO

Desde 2001 el mercado del petróleo ha experimentado prolongadas y sostenidas subidas del precio, acompañadas de rápidas e importantes correcciones. La última caída significativa del precio, un 61 por 100, se registró entre mediados de 2014 y principios de 2015. Actualmente el mercado se encuentra en una fase alcista no exenta de volatilidad, con un aumento del 35 por 100 entre enero y mayo de 2015. Este artículo analiza la dinámica de los fundamentos, la geopolítica y la inversión financiera en el mercado del petróleo durante el denominado superciclo, y señala los factores clave a seguir en el corto, medio y largo plazo.

Palabras clave: petróleo, oferta y demanda, previsiones, superciclo.

Clasificación JEL: L71, Q4, Q41, Q43.

1. Los precios en el Siglo XXI: una tendencia al alza con bruscas correcciones

La evolución de los precios del petróleo a lo largo de este siglo se ha caracterizado como un superciclo por la duración de la fase alcista y por la amplitud de los aumentos de precios.

Este superciclo comienza, a grandes rasgos, con la entrada de China en la Organización Mundial del Comercio (OMC) a finales de 2001. A partir de entonces, la interacción de factores de demanda, oferta, geopolíticos y los propios de los mercados financieros llevaron al precio del crudo de calidad Brent¹ desde los 25 dólares por barril de media en 2001 a los 98 de media registrados en 2008, alcanzando un máximo histórico de 146 dólares a principios de julio de 2008.

* Economista del Estado y Director de Estudios de Repsol.

** Ingeniero Coordinador del Área de Energía de la Dirección de Estudios de Repsol.

¹ Crudo ligero europeo que sirve de referencia de precio a más de dos tercios de los crudos comercializados internacionalmente.

En el tercer trimestre de 2008 se registró el primer punto de inflexión de la etapa alcista de este ciclo. La crisis de las *subprime* trajo consigo la mayor crisis financiera global desde 1929, arrastrando a su vez al principal, aunque no único, factor impulsor del mercado del petróleo en la etapa alcista: la demanda de petróleo. En esta primera corrección importante, el precio tocó los 37 dólares el barril en diciembre de 2008, perdiendo un 75 por 100 de su valor entre máximo y mínimo en solo cinco meses.

La nueva etapa alcista que comenzó a partir de entonces tuvo como elemento propulsor clave el ajuste de la producción que efectuó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en diciembre de 2008, con el fin de equilibrar la oferta y la demanda. Otros elementos como la política monetaria expansiva de EE UU, diversos eventos geopolíticos y los altos costes marginales de los nuevos barriles que se incorporaban en el mercado también ayudaron para que, en los siguientes dos años, el precio recuperara los tres dígitos y se estabilizara en niveles nunca antes observados de forma tan estable. Entre enero de 2011 y junio de 2014 el precio se mantuvo a grandes rasgos dentro de la banda de los 100-110 dólares por barril.

Finalmente, a mediados de 2014, el mercado volvió a sufrir otra corrección importante del precio. Esta segunda caída se gestó durante los años previos de precios altos, los cuales ejercieron un efecto de contención de la demanda de petróleo; promovieron medidas de eficiencia energética y fomentaron la inversión en nuevas fronteras de exploración y producción de hidrocarburos como los crudos ligeros de esquistos. En la última fase de corrección entre junio de 2014 y enero de 2015, siete meses consecutivos de caídas, el precio perdió un 61 por 100 de su valor. Esta corrección obliga a analizar la nueva dinámica que supone la incorporación de la oferta de crudo no convencional y la futura respuesta del cártel de la OPEP a esta nueva realidad.

En los siguientes apartados se desarrollará, en primer lugar, una breve explicación de por qué se denomina al ciclo estudiado del petróleo como un su-

perciclo. Seguidamente se analizarán los factores determinantes y las condiciones características que han prevalecido en cada una de sus etapas. Finalmente, se presentará un análisis de los factores clave y de las tendencias previsibles a corto plazo.

El superciclo del petróleo

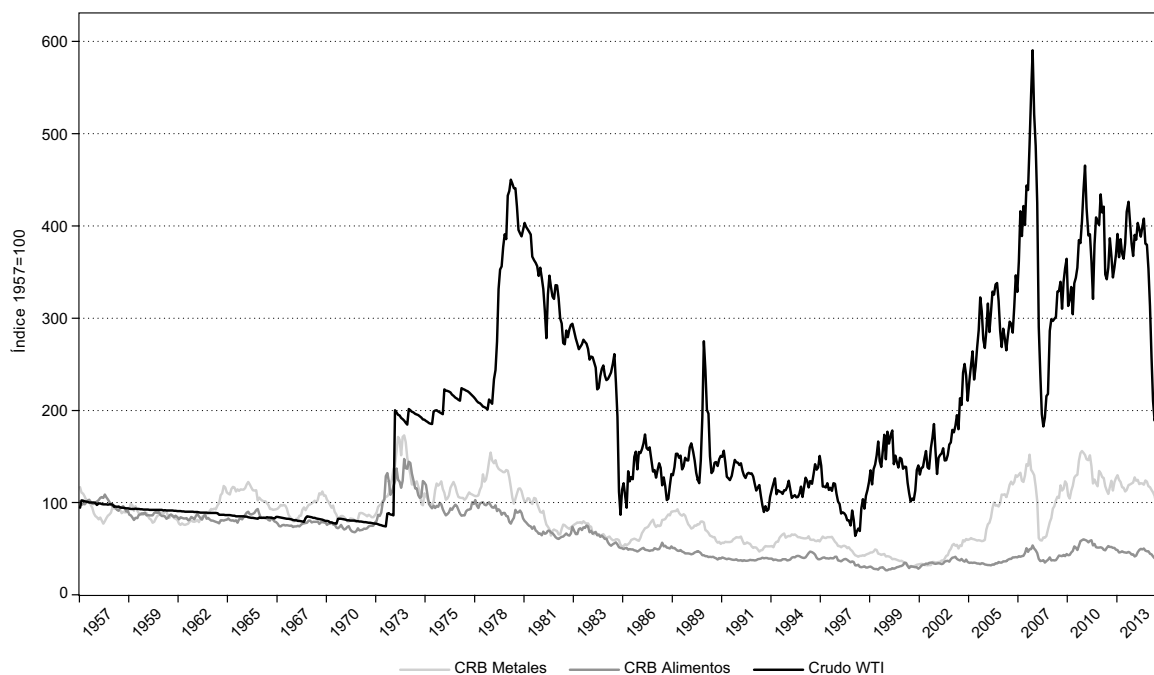
En la última década las cotizaciones de las materias primas, en general, han alcanzado máximos históricos en términos nominales y reales. En cualquier caso, la dinámica de los precios reales del petróleo es distinta a la del resto de materias primas. En términos nominales y respecto a la media de los años 1956-1966, el precio en dólares del petróleo en 2014 fue 30 veces mayor, mientras que en términos reales fue cuatro veces superior. Por su parte, los metales están casi al mismo nivel que hace 50 años, y el nivel de precios reales de los alimentos es de solo el 50 por 100 del existente en los años sesenta (Gráfico 1).

Cuando hablamos de un superciclo es porque es distinto a la mayoría de los ciclos registrados. Las dos diferencias son la amplitud o variación del precio y sobre todo la duración de la fase expansiva que, para la mayor parte de las materias primas y particularmente para el petróleo, es la más prolongada desde la Segunda Guerra Mundial.

Para definir qué se entiende por fase —o etapa— alcista o bajista dentro de un ciclo, este análisis se remite a los estudios econométricos de ciclos realizados por Bry y Boschan (1971) y por Cashin, McDermott y Scott (1999)². Estos estudios definen las etapas de aumento y caída de precios dentro de un ciclo, estableciendo períodos mínimos entre valles y picos, o viceversa, de entre 6 y 12 meses. Lo importante es que la metodología de Cashin, McDermott y Scott, al trabajar en niveles (sin filtrar o suavizar las series), asegura

² BRY y BOSCHAN (1971) trabajaron un algoritmo de identificación de los puntos de inflexión en series temporales. Por su parte CASHIN, MCDERMOTT y SCOTT (1999) analizaron particularmente los ciclos de materias primas.

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS
(Índice 1957=100)



NOTAS: CRB (Commodity Research Bureau), WTI (West Texas Intermediate).

FUENTE: BP Statistical Review 2014 y Dirección de Estudios de Repsol.

que las etapas bajistas sean identificadas como períodos de un declive absoluto de la serie y no como un período con crecimiento por debajo de la tendencia.

La primera etapa alcista del ciclo actual del petróleo es fácil de identificar. Estableciendo el comienzo del mismo en diciembre de 2001 —fecha del ingreso de China en la OMC—, tendría una duración mínima de 80 meses hasta junio de 2008. La incertidumbre viene al querer encajar las dos importantes correcciones del precio del petróleo de 2008 y 2014 dentro del ciclo. Es decir, en si corresponden o no a la etapa bajista, y por ende al final del ciclo, o si son simplemente una corrección dentro de la etapa alcista.

En la segunda mitad de 2008 el precio registró una corrección durante cinco meses consecutivos, a los cua-

les siguieron meses de continuos incrementos de precios hasta cotas similares a las previamente alcanzadas. En este sentido, el desplome del precio en 2008 podría considerarse una corrección de la etapa alcista del ciclo. Por su parte, en la segunda mitad de 2014 se registraron siete meses consecutivos de caídas hasta enero de 2015. Si bien, según Cashin, McDermott y Scott este período no cumple con el criterio de cantidad mínima de meses para considerarse como etapa bajista, supera los seis meses de declive absoluto de la serie que para Bry y Boschan (1971) señalaría el final de un ciclo.

Más allá de ejercicios econométricos, la cuestión conceptual es si estamos entrando en un nuevo ciclo de precios más bajos o si solo estamos en un período

de corrección dentro del superciclo alcista que ha caracterizado la primera década de este siglo. Probablemente no lo sepamos hasta dentro de unos años, por lo que ahora solo podemos opinar de cómo consideramos que van a evolucionar las variables clave determinantes de los precios.

En cualquier caso, esta teoría de ciclos de materias primas ayuda a identificar la duración del actual ciclo del petróleo como la más larga desde 1957. Independientemente de que el superciclo del petróleo haya terminado en enero de 2015 o no, su duración es hasta entonces de 158 meses; de aquí la calificación de superciclo. A continuación se analizan aquellos fundamentos que han definido las distintas etapas de este superciclo.

La primera etapa alcista: de 2001 a julio de 2008

Como se ha definido anteriormente, el comienzo del superciclo de materias primas se sitúa a principios de este siglo, con la entrada de China en la OMC. Sin embargo, existen otros factores que también contribuyeron a sentar las bases de esta primera etapa alcista: i) el final de la crisis asiática; ii) la fijación de una banda de precios del petróleo por parte de la OPEP; iii) el primer año de existencia de la moneda única europea; y iv) la intensificación de los riesgos geopolíticos.

Estos años se caracterizaron por un repunte del crecimiento económico mundial que, en términos nominales, multiplicó por dos el de la década anterior. El aumento de las importaciones de crudo como consecuencia del crecimiento del consumo de los países emergentes, con China a la cabeza, fue un *shock* positivo de demanda que se tradujo en presiones alcistas.

El cambio del papel jugado por los países emergentes en el mercado fue dramático. En la década de 1990, el crecimiento medio anual de la demanda de petróleo de los países emergentes se situó en el 1,1 por 100, mientras que entre 2001 y 2008 este crecimiento se disparó al 3,6 por 100 medio anual, con un pico del 7,1 por 100 interanual en 2004. Por su parte, el crecimiento del consumo de los países desarrolla-

dos pasó en los mismos períodos del 1,3 por 100 al -0,6 por 100 medio anual.

Entre 2001 y 2008, el factor clave que explica el incremento de los precios del crudo es el sostenido dinamismo de la demanda de China. Al profundizar el modelo de desarrollo chino de exportaciones, la estructura económica del país fue experimentando a lo largo de estos años un notable cambio. En este sentido, fue aumentando considerablemente la producción industrial, sobre todo la pesada, y se potenció la construcción de infraestructuras. A ello se sumó una elevada inversión residencial tanto por la previa privatización del mercado de la vivienda, como por el proceso de urbanización, cuyo índice alcanzó el 45,7 por 100 en 2008, ascendiendo siete puntos porcentuales en relación con 2001. Todo ello requirió cantidades crecientes de gasoil, tanto para consumo en la industria como para generar electricidad a pie de obra (generadores eléctricos con diésel). De esta forma, durante los años considerados, el crecimiento del consumo chino representó un 30 por 100 del incremento del consumo mundial.

Por el lado de la oferta actuaron varios factores. Los campos maduros de la no OPEP, excluida Rusia, parecían no poder responder adecuadamente a los incrementos registrados de la demanda; de hecho, en muchos casos, su producción caía. Las continuas decepciones de la evolución del crecimiento de la oferta no OPEP, respecto a las previsiones efectuadas un año antes, afectaron de manera significativa a las expectativas del mercado. Hay que recalcar que estas revisiones a la baja de la producción tenían lugar en un escenario de precios crecientes. Ante este escenario de precios al alza, la OPEP puso todos sus barriles disponibles en el sistema hasta el punto de que su capacidad ociosa³ pasó de los 7.000.000 de barriles diarios en el año 2000 hasta los 300.000 barriles en el año 2004. A su vez, Rusia también contribuyó

³ Se entiende por capacidad ociosa, la producción que se puede incorporar adicionalmente al mercado en el plazo de un mes y manteniéndola al menos durante tres meses.

de forma determinante en intentar equilibrar el mercado, consiguiendo aumentar su producción de forma sostenida con la introducción de tecnología occidental en la operativa de sus campos. La reducción a mínimos de la capacidad ociosa del sistema incrementó la prima de riesgo del precio del crudo ante potenciales interrupciones del suministro.

Otro factor que favoreció el alza de los precios fue el gran aumento de la inversión financiera en materias primas. El petróleo se convierte en un activo de inversión financiera. El análisis del origen se encuentra en diversos estudios académicos. Así, varios autores (Gorton y Rouwenhorst, 2004) llegaron a la conclusión de que las cotizaciones de las materias primas tenían características que les llevaban a comportarse como buenos activos de inversión: mejores retornos anuales que la renta variable y más aún que los generados por la renta fija; correlación inversa entre los retornos de las materias primas y la renta variable; correlación positiva con la inflación de los retornos generados por los futuros sobre materias primas; volatilidad de los retornos de los futuros sobre materias primas ligeramente inferior a la del Standard and Poor's 500 y exposición directa a los precios de materias primas que captura el triple de rentabilidad en relación a la inversión en empresas con actividad en el sector.

Estas características impulsaron a muchos inversores a incrementar su exposición en futuros sobre materias primas, sobre todo en petróleo⁴, con el objetivo de aumentar su rentabilidad y diversificar sus carteras de inversión. La entrada de importantes flujos de dinero en activos referenciados a la evolución de los precios de las materias primas en general, y especialmente del petróleo, contribuyó también a sostener los precios hasta que el precio del barril Brent alcanzó un máximo el 3 de julio de 2008 de 145,66 dólares por barril.

La primera corrección del precio: de julio a diciembre de 2008

En la segunda mitad de 2008 el consumo mundial de petróleo se contrajo un 3 por 100 respecto al mismo período de 2007, en respuesta a la crisis financiera que estalló tras las *subprime*, la subsiguiente quiebra de Lehman Brothers en 2008, y el efecto dañino sobre la demanda de meses consecutivos de altos precios del petróleo. En un principio, los países más afectados fueron los desarrollados —los cuales comprendían el 56 por 100 de la demanda mundial— recortando su consumo en más de un 5 por 100 interanual en el segundo semestre de 2008.

Ante este contexto la oferta tuvo que ajustarse en un período muy corto de tiempo, siendo clave la actuación de la OPEP. Antes de Lehman el cártel decidió, en su reunión ordinaria⁵ del 9 de septiembre de 2008, mantener sus cuotas de producción en los niveles fijados un año antes (28.800.000 barriles diarios), a pesar de que los precios habían caído ya un 30 por 100 desde los máximos de julio. El 24 de octubre de 2008, después de Lehman y cuando el barril de crudo acumulaba una caída del 60 por 100, la OPEP se reunió de forma extraordinaria y acordó reducir su cuota de producción en 1.500.000 barriles diarios hasta los 27.310.000 barriles. Finalmente, el 17 de diciembre de 2008, con un descenso de los precios de más del 70 por 100 desde los máximos, la OPEP reunida una vez más de forma extraordinaria rectifica todo lo dicho en los dos encuentros anteriores y decide recortar 4.200.000 barriles diarios sobre los niveles de producción de la OPEP¹¹ de septiembre de 2008 —referencia que según el propio cártel era la más fiable que tenía—, estableciendo su cuota de producción en 24.850.000 barriles diarios.

⁴ A la inversión en futuros del petróleo se le conoce familiarmente en inglés como inversión en «barriles de papel».

⁵ En esta reunión ordinaria, la n° 149 del cártel, Indonesia abandonaba la OPEP, a la vez que Angola y Ecuador se incorporaban al sistema de cuotas. Esto hizo cambiar la referencia de cuotas, de OPEP10 a OPEP11, excluyendo a Iraq, que permaneció fuera del sistema de cuotas desde 1990 hasta 2012.

Este anuncio de reducción de producción tuvo rápidos efectos y el precio dejó de caer una semana después cuando alcanzó un mínimo de 34 dólares por barril.

La segunda etapa alcista: de enero de 2009 a junio de 2014

El análisis de esta segunda etapa alcista se puede realizar en dos partes: la primera abarcando el período comprendido entre enero de 2009 y enero de 2011, tiempo que tardó el precio en recuperar la cota de los 100 dólares por barril; y la segunda entre enero de 2011 y junio de 2014, período histórico en el que los precios se mantuvieron de forma constante por encima de los 100 dólares.

Período 2009 – enero de 2011

El contexto del mercado que predominaba a inicios de 2009 era de incertidumbre: los precios en mínimos de cuatro años; la demanda aletargada por la crisis; los productores intentando reducir la cantidad de barriles en el sistema para equilibrar el mercado. En este sentido, si bien la caída de los precios se vio claramente anulada con la decisión de la OPEP de diciembre, el mercado tardó alrededor de un trimestre en recuperar el nivel psicológico de los 50 dólares por barril —media de toda la etapa alcista entre 2001 y 2008—.

En este período hubo tres factores que marcaron la recuperación de los precios. Dos determinaron la reactivación de la demanda, como fueron la relajación monetaria que comenzó en EE UU en 2008 y el plan de estímulo centrado en la inversión que tuvo lugar en China; y un tercero por el lado de la oferta, como fue el cumplimiento estricto de las cuotas por la OPEP. A pesar de que el consumo de petróleo de los países emergentes se contrajo en el primer trimestre de 2009, debido a que la paralización total de la actividad en la región OCDE supuso una brutal contracción del comercio internacional, en los siguientes trimestres el crecimiento del consumo de petróleo repuntó con un

dinamismo sin precedentes. Entre 2009 y 2010, los países emergentes multiplicaron casi por dos el ritmo de crecimiento medio anual del consumo de petróleo registrado entre 2001 y 2008, pasando de tasas del 3,8 por 100 a un sorprendente 6,2 por 100.

Entre 2008 y 2010, el repunte de la demanda en los emergentes fue generalizado. En China creció en este período a un ritmo medio anual del 8 por 100, en India a un 6 por 100, Latinoamérica registró un 5 por 100 y en Oriente Medio fue del 3,5 por 100. Una de las principales causas de esta aceleración de las economías emergentes, y en consecuencia de su consumo, fue la entrada del programa de relajación monetaria implementado por EE UU y el aumento del flujo de inversión y de financiación hacia los países emergentes, que permitió en muchos casos políticas fiscales expansivas.

En noviembre de 2008, la Reserva Federal de EE UU (FED) comenzó la aplicación de medidas no convencionales de relajación monetaria con la finalidad de reanimar su crecimiento. El QE1 (por sus siglas en inglés, *Quantitative Easing* 1), que finalizó en junio del año 2010, representó compras de títulos norteamericanos de deuda soberana, hipotecaria y otro tipo de activos por un total de 2,1 billones de dólares. Posteriormente, ante la imposibilidad de apuntalar la recuperación del crecimiento de manera sostenida, se implementaron el QE2 en noviembre de 2010 y luego el QE3, que comenzó en septiembre del año 2012. En total, en todas estas operaciones la FED inyectó 4,5 billones de dólares en una economía de 18 billones de dólares.

Los países emergentes se vieron favorecidos por el entorno de liquidez que generaron las QE de EE UU, logrando desmarcarse de los estragos de la crisis y mostrando un mayor crecimiento económico como consecuencia de la sostenibilidad de las políticas fiscales, en un entorno de bajos tipos de interés y de primas de riesgo decrecientes. La posibilidad de obtener dinero a bajo coste, principalmente en dólares, e invertirlos en economías emergentes con una rentabilidad apetecible generó el perfecto *carry trade* que incluía un beneficio por la apreciación de las monedas emergentes.

Otro aspecto a tener en cuenta es que el dólar débil permitía que los aumentos de precios del petróleo en dólares no se tradujesen en aumentos del precio del petróleo en moneda nacional y, por lo tanto, no afectasen a la demanda en emergentes.

Otro sector que también se benefició de la liquidez de las QE estadounidenses fue la inversión financiera en materias primas, en petróleo particularmente. En la primera etapa alcista que culminó a mediados de 2008, el petróleo era un *asset class* o activo de inversión no correlacionado con la evolución de otros activos como la bolsa o los bonos, lo que permitía la diversificación de carteras. Sin embargo, el petróleo, en un entorno de riesgo sistémico durante los años 2009-2011, pasó a aumentar su covarianza con todos los activos financieros que se movían de manera paralela, aunque con matices. Así el petróleo pasó a ser el activo de mayor rendimiento después del oro en estos años.

En todo este período, la percepción de que la OPEP estaba muy encima del mercado pudo ayudar a la recuperación de los precios. Así, tras la decisión de recortar su producción, el cártel llamó al compromiso de todos sus miembros para ajustarse a su cuota individual de producción. Esto permitió un cumplimiento muy elevado de los compromisos de cuotas, reduciendo los inventarios creados en la segunda mitad de 2008 y la primera de 2009, y que los mercados percibieran un firme compromiso por parte de la OPEP. Así, entre enero de 2009 y enero de 2011, el precio del crudo Brent pasó de los 40 dólares por barril a los 100 dólares por barril, un incremento del 150 por 100 en dos años.

Período 2011 – junio de 2014

El siguiente período dentro de la segunda etapa alcista del superciclo abarcó desde enero de 2011 hasta junio de 2014. En este período hay que destacar dos factores adicionales al anterior: la geopolítica y la entrada de los no convencionales de esquistos⁶ de EE UU.

La geopolítica jugó un papel muy relevante en el mercado del crudo durante este período: los agentes de mercado que hasta entonces estaban centrados en las noticias económicas volvieron su mirada hacia el Norte de África y Oriente Medio. En esta región lo que comenzó con la protesta de un joven en paro en Túnez en diciembre de 2010, acabó trasladándose a Argelia, Egipto, Libia, Siria, Yemen, Iraq, Baréin o Marruecos y en menor medida, a todo el resto de países del entorno, provocando el movimiento conocido como «primavera árabe», el cual dio lugar a una serie de conflictos armados que en poco tiempo desestabilizaron gran parte de la región y que supusieron interrupciones del suministro, como es el caso de Libia.

Otro país muy relevante en ese período fue Irán. Su decisión de incrementar notablemente el desarrollo de su tecnología nuclear generó incertidumbre en la región al entender algunos que los fines de su programa nuclear no eran todo lo pacíficos que el Gobierno de Teherán proclamaba. Los cruces de amenazas, que llegaron a hacer pensar en un hipotético cierre temporal del estrecho de Ormuz, punto de paso de la práctica totalidad del crudo del Golfo Pérsico, provocaron el aumento de las cotizaciones de manera sostenida. Únicamente ahora, cuando se está descontando en el mercado el fin de las sanciones, se observa una caída de la prima de riesgo en el precio del crudo por la situación en el país persa. De hecho, se espera en 2016 un aumento progresivo de las exportaciones de crudo iraní.

El siguiente factor que caracterizó este período fue la denominada revolución de los no convencionales de esquistos en EE UU. Fue en este período cuando se hizo evidente al mundo las implicaciones de esta revolución, en el sentido de que el crecimiento de este tipo de crudo en esos cuatro años fue de 1.000.000 de barriles cada año.

La verdadera revolución fue utilizar la tecnología ya existente directamente en la roca madre, que es donde se generan inicialmente los hidrocarburos y que normalmente abandonan en un proceso de migración y entrapamiento, dejando sin embargo un volumen

⁶ También denominado *Shale Oil* o *Tight Oil*.

considerable de recursos en los pequeños poros de la misma o sus alrededores.

La técnica consiste en aplicar a un pozo perforado horizontalmente la fractura hidráulica. La perforación horizontal permite maximizar la extracción de hidrocarburos al aumentar el área de contacto del pozo en una roca de poco espesor. La fractura hidráulica, por su parte, se logra mediante la inyección de una mezcla de agua, arena y químicos, que crea vías en la roca para incrementar el flujo de fluidos, tanto gaseosos como líquidos, al pozo.

Esta técnica comenzó a ser aplicada de forma marginal en la perforación de formaciones compactas de gas natural (*tight gas*) a principios de los años noventa, y una década después se amplió su uso hacia el gas natural que permanecía en la roca madre donde se originó (gas de esquistos o *shale gas*), con la perforación de la formación de Barnett (Texas), en 2003. El éxito obtenido permitió un incremento progresivo de producción de *shale gas* que paso de suponer el 3 por 100 de la producción total de gas al 40 por 100 en 2012, y el 60 por 100 sumando el *tight gas*.

En 2005 se aplicó el *fracking* a la producción de petróleo no convencional en el yacimiento de Bakken, entre Dakota del Norte y Montana. El éxito obtenido en Bakken se extendió progresivamente a otras formaciones geológicas (Eagle Ford y Permian, entre otras), de manera que la producción de crudo no convencional alcanzó los 3.200.000 barriles diarios en 2013, el 42 por 100 de la producción estadounidense de crudo.

Una característica del desarrollo del petróleo no convencional de esquistos es el rápido descenso de producción de cada pozo, con la mayor parte del petróleo producido de un pozo en el primer año. La clave para incrementar la producción o mantenerla a un nivel alto en estas formaciones, es que se requiere inversión continua en perforación de nuevos pozos para compensar la caída de los existentes.

Entre el 1 de enero de 2011 y el 19 de junio de 2014 el precio del petróleo apenas sufrió variaciones, con una media para el crudo Brent de 110 dólares por barril.

De los 1.266 días implicados, el precio se situó fuera de la banda de 100-115 dólares por barril 268 días (por debajo de 100 escasamente 80 días), alcanzando los niveles de volatilidad más bajos de todo el Siglo XXI.

La segunda corrección del precio: de julio de 2014 a enero de 2015

Durante casi todo el período 2011 y la primera mitad de 2014, el mercado vio en el rango de precios del petróleo de 100-110 dólares por barril el equilibrio entre las fuerzas de la demanda y la oferta. Los 100 dólares por barril no parecían afectar en exceso a una economía global que estaba ajustando su dinámica todavía con cierta incertidumbre y, por el lado de la oferta, este nivel ofrecía estabilidad a la rentabilidad de los productores, en especial de aquellos enfocados en activos de altos costes como los no convencionales de esquistos en EE UU. 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 significativo.

A mitad de 2014 comenzó a hacerse evidente la ruptura del equilibrio conseguido en el período anterior. En primer lugar, el mercado entendió que los factores geopolíticos que estaban llevando al precio hacia los 115 dólares por barril a principios de junio —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 de petróleo en el corto plazo. En segundo lugar, se produce una revisión a la baja del crecimiento económico mundial y consiguientemente de la demanda de petróleo. En tercer lugar, la oferta de petróleo estadounidense sorprendió al alza después de que un invierno muy severo en 2013-2014 detuviese la actividad en las principales cuencas productoras de petróleo no convencional. Finalmente las sorpresas positivas sobre la economía americana desde mediados de 2014 y las negativas sobre la eurozona se tradujeron en una progresiva apreciación del dólar que contribuía a presionar a la baja el precio del crudo.

A pesar de las señales bajistas, todo parecía únicamente una situación puntual de sobreoferta no muy elevada en términos históricos y que sería corregida como en ocasiones anteriores por una reducción de la cuota de producción de los países OPEP. Sin embargo, en la reunión de la OPEP del 27 de noviembre de 2014 el cártel decidió defender su cuota de mercado y no el precio. Esta decisión aceleró la caída de las cotizaciones hasta ser similar a las de la crisis asiática de 1996 o la crisis financiera de 2008.

Entre el 19 de junio, fecha del máximo precio en 2014, y justo antes de la reunión de la OPEP del 27 de noviembre, el precio del crudo Brent pasó de los 115 dólares por barril a los 76 dólares por barril, una caída de alrededor del 34 por 100. A partir de la decisión de la OPEP en noviembre y hasta finales de enero el precio se contrajo otro 40 por 100 alcanzando los 45 dólares por barril el 25 de enero.

Esta contracción del 40 por 100 era el inicio de un ajuste basado en los costes de producción y probablemente una indicación de que en los próximos años el cártel de la OPEP dejaría de regular la oferta; algo que se ha señalado fue fundamental para conseguir la recuperación de precios en 2009-2010.

¿Un nuevo período en el ciclo del precio del crudo o la continuación del actual? La dinámica de los no convencionales, los convencionales, la OPEP y la demanda

En mayo de 2015 el precio del barril de crudo Brent se sitúa de forma relativamente estable por encima de los 62 dólares por barril, una recuperación de más del 30 por 100 desde los mínimos de enero. En el corto plazo se espera que el mercado siga ajustando sus dinámicas. Estos ajustes vendrán por la vía de la oferta y la demanda. También existen otros factores como la actual apreciación del dólar, que presiona a la baja los precios, porque un dólar más fuerte implica unos precios de crudo en monedas nacionales más caros y por lo tanto menos demanda.

Por el lado de la oferta, la nueva situación en un mercado sobreabastecido solo se puede corregir por la vía de una caída de la producción. En este aspecto lo más relevante para los mercados es cuándo y a qué velocidad responde la producción no convencional de EE UU a los nuevos precios. Esto es equivalente a saber a qué niveles es sostenible la producción norteamericana. Realmente el mercado solo será sostenible a un precio que permita que las empresas privadas hagan rentable su inversión remunerando el capital y manteniendo un nivel de inversión suficiente para enfrentarse a la realidad de la fuerte caída de la producción no convencional. Cada año, la producción existente de petróleo en EE UU declina un 30 por 100 si no se invierte en nuevos pozos de producción. Pero es que el sector es intensivo en inversión. Así por ejemplo, según los datos del *Oil & Gas Journal*, el incremento de la producción de 2.000.000 de crudo registrada en EE UU entre 2009 y 2013 se ha realizado con la incorporación de casi 30.000 nuevos pozos productores al sistema. Por dar una referencia, en el mismo período China ha incorporado cerca de 500.000 barriles diarios con 1.500 pozos, una proporción equivalente de 5 a 1. Es decir, se necesitan cinco veces más pozos por unidad de petróleo producida en EE UU que en China.

Respecto al precio *breakeven* o coste marginal de la producción no convencional, hace un año la mayoría de los analistas, incluida la Agencia Internacional de la Energía (AIE)⁷, estimaban que para los proyectos en etapa de desarrollo de no convencionales se situaba entre los 90 y los 100 dólares por barril, mientras que a día de hoy este nivel ha sido revisado a la baja hasta la banda de 65-85 dólares por barril, es decir alrededor de un 25 por 100.

Esta revisión de las estimaciones se basa principalmente en dos factores: reducción de costes y ganancias de productividad. Respecto al primero, lo que se

⁷ La Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Administración de Información Energética de EE UU (EIA) son las fuentes oficiales de mayor prestigio y seguimiento para el análisis de los mercados energéticos en el medio y largo plazo.

sabe es que toda etapa bajista de los precios del petróleo genera una deflación de los costes asociados a la actividad de perforación, pero que históricamente esta ha sido entre un tercio y un cuarto de la caída de los precios, y que en el momento que los precios repuntan también lo hacen los costes. Respecto a las ganancias de productividad lo que se ha visto es que solo se están produciendo en determinadas cuencas productoras como Permian (que comprende el 20 por 100 de la producción de no convencionales de EE UU), ya que al ser la de más reciente desarrollo tiene más recorrido en cuanto a la sustitución de viejos pozos por otros nuevos más productivos.

Todo esto, en conjunto, apunta a una considerable caída de la producción de los no convencionales en el corto y medio plazo, salvo que se produzca una fuerte recuperación de los precios. Pero hay que recordar que a efectos del balance global la clave es la producción convencional porque la producción de crudo no convencional apenas representa un 5 por 100 de la producción mundial de petróleo, y solo se espera que su participación aumente hasta el 11 por 100. Es por ello que la tendencia en el medio plazo de la oferta dependerá más de lo que se está considerando de la dinámica de los convencionales de la región no OPEP y de la futura oferta OPEP. Veamos brevemente ambas.

En lo que se refiere a la producción no OPEP, la producción proveniente de los convencionales se ha mantenido estancada desde 2004 cuando alcanzó un máximo de 40.700.000 barriles diarios, y a partir de entonces ha presentado un descenso sostenido que sitúa actualmente su producción por debajo de los 40.000.000. El principal punto de incertidumbre respecto a la dinámica de los convencionales no OPEP es que, a pesar de haber disfrutado del mayor ciclo de precios altos de los últimos 60 años, no ha podido revertir su caída. A su vez, el actual entorno de precios perjudica de forma especial al principal vector de crecimiento de los últimos años de la oferta convencional de la no OPEP, las aguas profundas y ultraprofundas. Analizando los proyectos en la etapa de desarrollo en

estas zonas mar adentro, se observa que los precios *breakeven* asociados no han sido sujetos a las mismas revisiones que en el caso de los no convencionales, y que todavía más del 60 por 100 del potencial extraíble de estas zonas depende de entornos de precios superiores a los 80 dólares por barril. En este sentido, a menos que se produzca un elemento tecnológico disruptivo, se debe esperar cada vez menor producción convencional en la no OPEP.

Finalmente el tercer componente de la oferta es la producción de la OPEP. En noviembre de 2014 la OPEP, y particularmente Arabia Saudí, abandonó el papel de estabilizador de los precios a través del control de su producción. Suponiendo que no haya acuerdo de reducción de producción, lo importante es preguntarse cuál es la dinámica de los países de la OPEP sin la OPEP.

Esta dinámica hay que analizarla desde la perspectiva de la sostenibilidad fiscal y por cuenta corriente en el medio plazo. Según datos del Fondo Monetario Internacional (FMI), solo Kuwait, Qatar, Emiratos Árabes Unidos (EAU) y Arabia Saudí alcanzarían el equilibrio fiscal y comercial en entornos de precios por debajo de los 80 dólares por barril, mientras que el resto de países necesitaría un entorno de precios superior a los 90 dólares para ser sostenibles. Todo esto quiere decir que sin poder equilibrar sus cuentas fiscales la primera decisión que tomarán los países de la OPEP será recortar la inversión, lo que sin lugar a dudas llevará a caídas importantes de su producción.

Este escenario siembra las bases para una recuperación de los precios en el medio plazo, debido a que la falta de inversión de hoy plantea una situación de escasez de oferta en el futuro. La única manera de romper esta dinámica de falta de inversión sería abrir estos países a la inversión extranjera, con unas condiciones fiscales atractivas y que esta decisión fuese percibida como no sujeta a vaivenes políticos.

En cuanto a la demanda, una caída del nivel de precios representa un impulso al consumo a través de dos vías. En primer lugar, la vía más evidente es una reducción del precio de los productos finales consumi-

dos, cuya magnitud dependerá de la transmisión de precios internacionales a los mercados domésticos. Según estudios realizados con modelos estructurales, la elasticidad-precio de la demanda mundial sería de 0,1, es decir, por cada 1 por 100 de bajada del precio del petróleo la demanda aumentaría un 0,1 por 100. De hecho, el consumo en EE UU, en Europa y en grandes países emergentes como China e India está sorprendiendo al alza, en gran medida debido al efecto de los menores precios.

Por otro lado, la caída del precio del petróleo supone un *shock* favorable para la economía mundial vía menores costes energéticos y mayor disponibilidad de renta para las familias. En el contexto actual el FMI estima un impulso⁸ para el PIB mundial de alrededor de medio punto porcentual (que podría llegar casi a un punto porcentual si los precios internacionales se trasladaran por completo a los precios nacionales), aunque con importantes efectos redistributivos por países⁹.

Además, la reducción de la inflación aparejada al descenso del precio del crudo permite una política monetaria más expansiva, especialmente en los países emergentes, donde hay más espacio para ello. La mayor parte de los Bancos Centrales de los países emergentes han reducido sus tipos oficiales, por no comentar que en la mayor parte de los países industriales los tipos de interés están en mínimos históricos. Es decir, la reducción de la inflación en emergentes favorece adicionalmente el crecimiento.

Teniendo en cuenta pasados episodios, un crecimiento económico adicional de cinco décimas se debe traducir en un aumento de la demanda de petróleo del 0,2 por 100. Esto está calculado teniendo en cuenta estudios realizados con modelos estructurales que

cifran la elasticidad-renta de la demanda de productos petrolíferos en el 0,4 por 100.

2. Reflexiones hacia el futuro: ¿qué podemos decir para el medio y largo plazo?

A medio y largo plazo, los fundamentos de oferta y demanda son los que marcan las perspectivas, basados en tendencias de crecimiento económico, crecimiento poblacional, urbanización, desarrollo tecnológico, acceso a recursos, necesidades de inversión y costes, entre otras variables. Adicionalmente, los fundamentos también se ven condicionados por la acción gubernamental en materia de política energética, cambio climático e inversión financiera entre otros, los cuales tienen influencia en el precio en la medida que se apliquen o no ciertas políticas que desincentiven el consumo o la inversión.

En el medio plazo, más allá de la recuperación de la demanda de petróleo ya en marcha, merece la pena enfocarse en la oferta como factor de ajuste del mercado. Hay que tener en cuenta dos cosas: primero, todas las decisiones de inversión en este sector están altamente correlacionadas con el entorno de precios del momento; y segundo, desde que se decide invertir en un campo hasta que comienza su producción comercial transcurren una media de cinco años. En este sentido, los recortes de inversión que se están produciendo ahora por la caída de los precios del petróleo, alrededor de un 30 por 100, tendrán un efecto claro en el medio plazo. De permanecer los precios en el entorno de los 60 dólares por barril, hay una buena cantidad de barriles con costes superiores que no podrán ser puestos en el sistema, lo que anticiparía un desequilibrio por el lado de la oferta de aquí a tres o cuatro años en los que los precios volverían a alcanzar cotas por encima de los 100 dólares por barril.

Hay que recalcar una vez más que a pesar de que el mundo parece centrarse hoy en los no convencionales de esquistos, estos representan menos del 5 por 100 de la producción de petróleo mundial, y las perspectivas más optimistas apuntan a que no

⁸ Con caída de los precios del petróleo de un 40 por 100 desde mediados de 2014, previendo que la corrección se moderará gradualmente hasta el 20 por 100 en 2020. Las simulaciones contemplan solo *shocks* de oferta.

⁹ La transferencia de renta a los consumidores desde los productores es de unos 100.000 millones de dólares por cada 10 dólares de caída del precio. Por países, los más beneficiados son China e India (importadores y con un elevado peso de la energía en su economía) y EE UU, donde el traslado vía precios es mayor y repercute más directamente en los consumidores. Los perjudicados son Venezuela, Rusia, Colombia y con efecto notable.

superarán, a escala global, el 11 por 100 cuando alcancen su máximo potencial de producción, el cual las Agencias oficiales⁷, y en particular la Administración de Información Energética de EE UU, sitúan en un máximo de 10.000.000 de barriles diarios en 2040.

Por lo tanto, la dinámica de la oferta convencional en la no OPEP y en la OPEP es muy relevante en el medio y largo plazo. Como se ha señalado en el apartado anterior, la producción convencional ha estado estancada los últimos cinco años en la no OPEP, incluso con precios medios de 95 dólares por barril en los últimos tres años. Salvo que haya un cambio dramático en las condiciones fiscales, no parece que la producción convencional, tanto en la no OPEP como en la mayor parte de los países OPEP, pueda aumentar por debajo de los 100 dólares por barril de forma sostenida para atender crecimientos de la demanda que, aunque moderados, seguirán situándose entre el 0,5 por 100 y el 1,5 por 100 según el crecimiento económico global y el aumento de la eficiencia energética.

Más a largo plazo, la demanda vendrá determinada por el progresivo aumento de los ingresos y la población mundial que llevan a mayores necesidades energéticas, a la vez que por una dinámica de los mercados energéticos incrementalmente determinada por las economías emergentes y la continuidad de los combustibles fósiles como mayor fuente primaria de energía. En el caso de la oferta, los recursos de petróleo con los que se cuenta son cada vez más exigentes en tecnología e inversión.

En conclusión, todo parece apuntar a que de aquí a diez años el mercado se encontrará bajo la acción de los mismos determinantes de principios de este siglo: una demanda emergente creciente y una oferta que, salvo la aparición de otro elemento disruptivo como los no convencionales de esquistos, vendrá determinada por la producción convencional en los países con más reservas, la mayor parte de los cuales son países OPEP.

Por supuesto, la tecnología jugará un papel muy relevante. Además, el plus del que fue objeto el precio del petróleo con los llamados «barriles de papel» se verá

reducido por la regulación de la inversión financiera en materias primas. Sin embargo, muy posiblemente, ahora estemos sentando las bases para otra etapa alcista de los precios del crudo como consecuencia de la reducción de las inversiones de las empresas internacionales y de las empresas estatales por la falta de rentabilidad de los actuales precios.

En este entorno de cosas está clara la tendencia pero existen numerosos factores cuya evolución es cuanto menos incierta: ¿cuál es el futuro precio marginal de la producción no convencional? ¿cuál es el futuro coste marginal de la producción convencional? ¿cuál es la máxima producción no convencional dentro de diez años? ¿es posible entender que las últimas decisiones de la OPEP indican el final del cártel? ¿ha decidido Arabia Saudí maximizar su producción y no hacerse cargo de mantener una capacidad ociosa para hacer frente a potenciales interruptores del suministro?

En cualquier caso, la sostenibilidad financiera de países productores y de empresas no parece viable en el medio plazo con precios por debajo de los 80-90 dólares.

Referencias bibliográficas

- [1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2012). *World Energy Outlook 2012*, Francia.
- [2] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2013). *World Energy Outlook 2013*, Francia.
- [3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2014). *World Energy Outlook 2014*, Francia.
- [4] CASHIN, P. C.; MCDERMOTT, J. y SCOTT, A. (1999). «Booms and Slumps in World Commodity Prices». Fondo Monetario Internacional. *Working Paper* WP/99/155, noviembre.
- [5] ECMI/CEPS TASK FORCE (2013). *Price Formation in Commodities Markets: Financialization and Beyond*. European Capital Markets Institute / Centre for European Policy Studies, Bruselas.
- [6] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2014). *Annual Energy Outlook 2014*. U.S. Department of Energy, Estados Unidos.
- [7] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2015). *Annual Energy Outlook 2015*. US Department of Energy, Estados Unidos.