

Análisis de la evolución del precio del crudo y sus implicaciones

Laura García Chiquero, Andrés Martínez Olaizola, Héctor Perea Saavedra

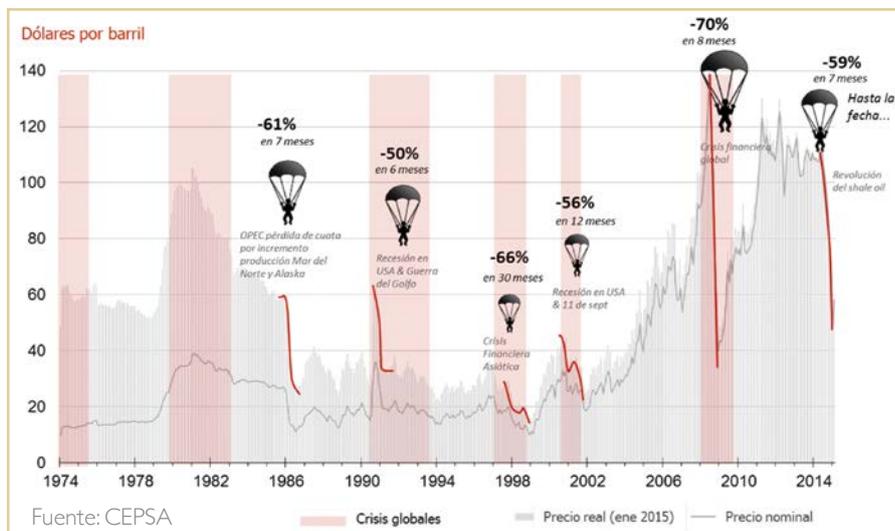
CEPSA Estrategia y Desarrollo

Perspectiva histórica

Las fluctuaciones en los precios del crudo han sido una constante en los últimos 30 años. Podemos encontrar diversos antecedentes de fuertes caídas en los precios. De ellas, cinco merecen especial mención por su prolongada duración y relevancia. El análisis de las causas que motivaron estos descensos, pueden ayudar a comprender en mayor medida qué factores han llevado al actual entorno de precios bajos y su posible evolución en los próximos meses¹:

- **Contexto de sobreproducción:** En 1985, en un momento de crecimiento económico y aumento de la demanda de crudo, su precio descendió un 61% en tan solo en 7 meses. El principal origen se encuentra en la llegada al mercado de producción de nuevos yacimientos y la consiguiente decisión de Arabia Saudí de aumentar su producción. Tras años tratando de que los miembros de la OPEP cumplieran sus cuotas, Arabia Saudí decide incrementar su suministro con el fin de aumentar su cuota de mercado provocando un desplome de los

Figura 1. Brent precio spot mensual FOB



precios. Esta nueva estrategia motivada por el incremento de producción en los yacimientos del Mar del Norte y Alaska lleva a un escenario de sobreproducción en el que los precios llegaron a alcanzar los 12\$/bbl.

- **Escenario de conflicto en países productores:** El 2 de agosto de 1990 estalla

la Guerra del Golfo, que enfrentó a Irak contra Kuwait. La producción conjunta de dichos países, que suponía un 5% de la producción mundial se vio reducida hasta el 0.7% en 1991. Hasta 1998 la producción continuó sin alcanzar los niveles de previos a la guerra. Durante los años sucesivos, el limitado crecimiento de la demanda y la recesión

¹ Los datos proceden de la EIA y IMF.

económica global, no fueron suficientes para mitigar las incertidumbres sobre la garantía en el suministro, lo que provocó una bajada del Brent del 50% en 6 meses.

- *Crisis financiera asiática*: con origen en las sucesivas devaluaciones de las monedas de los países asiáticos. Comenzaron a mediados de los 90 y con una demanda a la baja, hacen que se desencadenen una prolongada serie de descensos en el precio que llegó al 66% en 30 meses.
- *Recesión económica y conflictos geopolíticos*: en el año 2000 la recesión económica estadounidense genera una caída del precio del crudo del 56% en 12 meses. La demanda estadounidense que suponía un 26% de la demanda mundial se contrae, agravándose la situación con motivo del atentado contra las Torres Gemelas el 11 de septiembre de 2001.

- *Crisis financiera mundial*: con la caída de Lehman Brothers en 2008, se da comienzo a la crisis financiera mundial. La economía global se contrajo más de un 5% con fuertes disminuciones en la demanda que tendrán como consecuencia la mayor caída en precio de la historia, un 70% en 8 meses.

De los cinco periodos de fuertes caídas descritos anteriormente, cuatro de ellos coinciden con periodos de recesión económica o los conflictos geopolíticos de gran impacto. Durante estos periodos de reducción de precios, la OPEP ha actuado históricamente como garante de la estabilidad de los precios reaccionando reduciendo producción para equilibrar el mercado.

Sin embargo, el periodo entre 1985 y 1986 supone una excepción a los cuatro periodos anteriores, ya que la organización decidió adoptar una estrategia de sostenimiento de cuota de mercado², en un entorno en el que la economía crecía globalmente.

Contexto actual: un nuevo escenario de sobreproducción

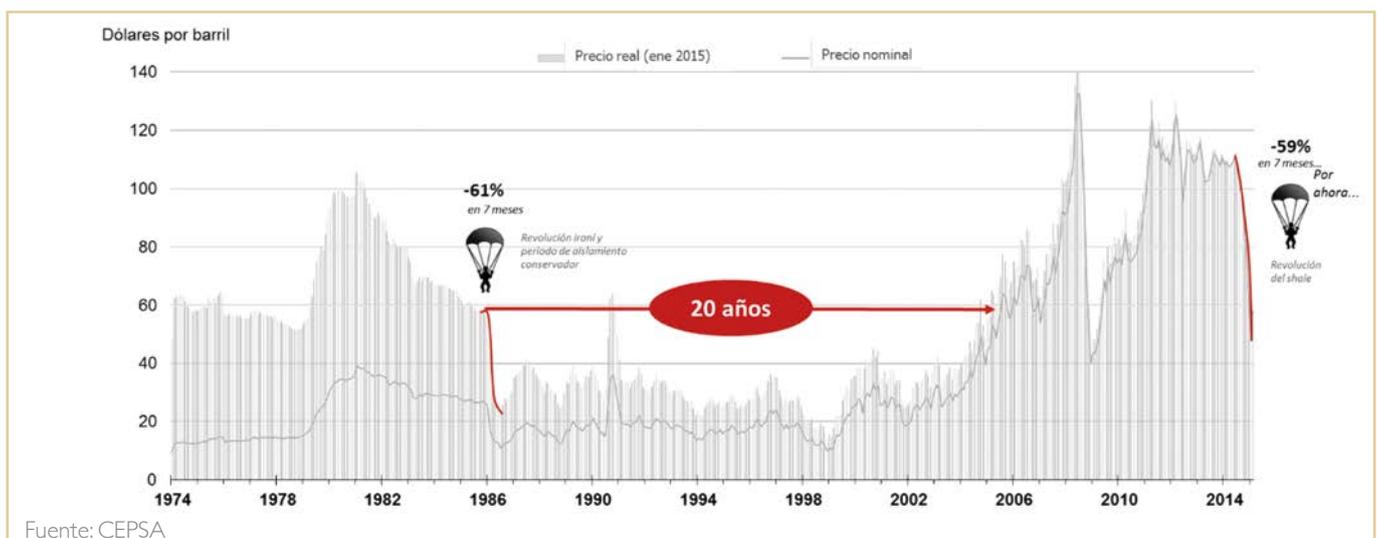
En junio de 2014, el precio del crudo comenzó su descenso desde los 100\$/bbl hasta situarse en el entorno de los 50\$/bbl en octubre de 2015.

Tal y como sucediera en 1985, ante el fuerte incremento de cuota de mercado de los crudos no convencionales en los últimos meses, la OPEP ha decidido recurrir a la estrategia de cuota en detrimento del precio, a fin de defender su posición en el mercado.

Ambas caídas se producen en contextos de crecimiento económico global y demandas de crudo crecientes que no son sin embargo capaces de asumir los altos incrementos de nuevas producciones en el mercado. En aquel momento, los precios tardaron 20 años (1986-2006) en recuperar los niveles anteriores.

Sin embargo, existen también diferencias significativas entre ambos periodos. En primer

Figura 2. Brent precio spot mensual FOB



² Los datos proceden de la EIA

lugar, aunque al alza, no se esperan incrementos de demanda a niveles de los años 80. Por otro lado, las proyecciones de crecimiento actuales son mucho más limitadas en los países desarrollados a la vez que los países emergentes plantean dudas en el medio plazo. Por último, las proyecciones de crecimiento de la producción (+20% en 2020) y reservas probadas de crudos no convencionales son muy superiores a las que constituyeron en 1986 las producciones del Mar del Norte y Alaska.

Análisis de las causas de la coyuntura actual

Los incrementos de la producción no convencional en Estados Unidos, y la decisión de la OPEP de mantener los niveles de producción en 30 Mbpd, son las principales causas que han motivado del lado de la oferta, la bajada de precios que comenzó a partir del cuarto trimestre de 2014³.

Por otro lado, la creciente demanda, como ya se ha mencionado, no ha aumentado a niveles suficientes para absorber el exceso de producción existente en el mercado.

El Shale Oil

En Estados Unidos el auge del petróleo no convencional o *shale oil*, tiene su origen en las mejoras técnicas para la extracción de petróleo de yacimientos con baja permeabilidad. La fractura hidráulica o *fracking*, ha permitido aumentar la producción total de petróleo con incrementos en producción no vistos anteriormente en ningún país productor fuera de Arabia Saudí.

Gracias al *fracking* Estados Unidos se ha convertido en el principal productor de petróleo durante varios meses, bombeando cantidades similares a Rusia y Arabia Saudí.

Así, en menos de cuatro años, el país ha prácticamente duplicado su producción; según datos de La Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA), la producción total de petróleo en millones de barriles diarios fue de 8,3 Mbpd en 2006, aumentado a 9,7 Mbpd en 2010 y llegando a los 14,0 Mbpd en 2014. Es decir de 2006 a 2010, la producción se incrementó en un 17% mientras que en los 4 años posteriores los incrementos llegaron al 44%⁴.

En 2014, el 29% de la producción total estadounidense provenía del *shale oil*, mientras que en 2011 suponía menos del 10%. La historia de éxito se traduce en incrementos que triplican la producción en 3 años⁵. De esta forma, existen proyecciones que cifran la producción de no convencionales en 7.5Mbpd en 2025, lo que supondría por encima del 70% de la producción total del país⁶.

Estos futuros incrementos en producción serían posibles gracias a la flexibilidad que están demostrando los campos de producción no convencional de Estados Unidos. Mientras que al comienzo del descenso de precios, la mayoría de los analistas vaticinaban la salida del mercado de la producción no convencional por debajo de los 80\$/bbl, el aumento de la eficiencia, la reducción de costes y la mejora en la curva de

aprendizaje han permitido una considerable mejora de los costes de producción no convencional.

Por ejemplo, con la bajada del precio del crudo, el número de pozos activos en Estados Unidos, ha pasado de 1.900 pozos operativos en enero de 2015 a 860 en septiembre de 2015. Sin embargo, la mejora de la productividad ha permitido seguir aumentando la producción total de *shale oil* con un menor número de pozos.

La actuación de la OPEP

La OPEP comunicó en declaraciones en agosto 2015 que no intervendría en el mercado para frenar el desplome del precio del crudo. Arabia Saudí, principal país en términos de producción dentro de la organización, tiene la opción de rebajar la oferta de crudo para acercarla a la demanda; sin embargo es algo que no hace desde 2009⁸.

Dentro del organismo, algunos de sus principales miembros, liderados por Arabia Saudí abogan por mantener la producción para no perder cuota de mercado. Sin embargo, aquellos que se enfrentan a presupuestos nacionales más ajustados y mucho más dependientes de la producción de crudo en el corto plazo prefieren frenar el bombeo para empujar al alza a los precios.

Entre los primeros se encuentran el mencionado Arabia Saudí, Irán, Irak y Libia; entre los segundos los miembros latinoamericanos como Venezuela y Ecuador, o africanos como Nigeria o Angola.

³ mundopetroleo.com 5 jun 2015; elpais.com 27 nov 2014

⁴ Los datos proceden de la EIA

⁵ Los datos proceden de la EIA

⁶ WoodMackenzie, McKinsey

⁷ El economista 12/8/2015

⁸ Cinco días 11/08/2015

La justificación de las divergencias en el seno de la organización, también están relacionadas con la competitividad de sus explotaciones. Arabia Saudí, alberga costes de extracción altamente competitivos (20-30 \$/bbl)⁹, mientras que otros países con campos de aguas-profundas y ultra-profundas como Nigeria o crudos pesados como Venezuela soportan costes muy superiores.

La demanda actual

El escenario de sobreabastecimiento provocado por los dos factores anteriores, no ha sido hasta ahora, equilibrada por el lado de la demanda que se espera crezca en el próximo año un 3.6%. La economía en su conjunto se encuentra en un contexto de recuperación económica, que presenta sin embargo, una serie de incógnitas entorno a su evolución. Principalmente, una lenta recuperación económica en Europa, y el deterioro de las expectativas de crecimiento económico global por los reducidos o negativos crecimientos en los países emergentes¹⁰.

Sin embargo, ante la bajada de precios se podría esperar un incremento de la demanda ya que históricamente períodos de precios bajos de Brent han precedido a períodos de incremento de demanda¹¹ lo que podría balancear la sobrecapacidad actual.

Impacto de la bajada de los precios del crudo

Los precios bajos del crudo están teniendo un evidente impacto en la mayoría de las compañías del sector del gas y el petróleo. Pero además, el precio del petróleo, que

es la fuente de energía más utilizada del mundo, (un 33% del consumo de energía primaria total, frente al 29% del carbón o el 24% del gas en 2015) tiene implicaciones para el mundo en su globalidad.

Desde el punto de vista de la industria

La coyuntura actual ha llevado a la industria a cancelar los proyectos de mayor coste, cuya rentabilidad se ve mermada en el contexto actual. La implantación de políticas de reducción de costes, están siendo una práctica generalizada en el sector para mejorar la eficiencia y rentabilidad de los proyectos. Con el fin de reforzar la generación de caja, se busca realizar desinversiones en activos no estratégicos.

Los bajos precios del crudo están teniendo especial impacto en los proyectos con mayores costes de producción como son los campos maduros del Mar del Norte o la producción de arenas bituminosas en Canadá. Muchos de aquellos proyectos de menor rentabilidad, se encuentran en zonas de frontera tecnológica, como los campos de aguas-superprofundas o las explotaciones en el ártico.

Dentro del contexto de revisión de los proyectos, son los presupuestos de exploración, que no generan flujos de caja en el corto plazo, los que están sufriendo los mayores ajustes en este momento.

Los recortes de las inversiones en exploración pueden dar lugar a que proyectos en curso con entradas en producción en 4 ó 5 años se retrasen en el tiempo. Esto

generaría una reducción de la oferta en el medio-largo plazo por falta de las inversiones necesarias para poner los campos en operación. Por lo tanto, la falta de nuevas producciones podría dar lugar así a un incremento del precio del Brent.

Por ahora, la ralentización de los nuevos proyectos de inversión produjo en 2014, una caída del remplazo de reservas en las compañías petrolíferas integradas por debajo del 87%¹².

En este momento cobra gran importancia la eficiencia a lo largo de toda la cadena de valor, llevando a una revisión exhaustiva de todos los costes hundidos.

Las políticas de ahorro también están teniendo reflejo en la reducción de capital humano, con mayor impacto en las compañías de servicios y aquellas de reducido tamaño concentradas en E&P. Las compañías integradas están consiguiendo una mayor adaptación a la situación ya que la disminución en los ingresos por E&P siendo equilibrado con el resto de las áreas de negocio¹³. Las compañías integradas están viendo como sus márgenes de refino aumentan justificados por la bajada del precio del Brent y ayudados en su permanencia en el tiempo por la mejora de la demanda principalmente en Europa. Ello hace que los menores resultados de E&P se compensen con el incremento en resultados de refino, sin que sin embargo sea posible predecir durante cuánto tiempo permanecerán altos los márgenes de refino.

Por ello, existe una necesidad para todas las compañías del sector de mejorar la eficien-

⁹ "Oil Market Outlook" Virendra Chauhan May 2015 Energy Aspects

¹⁰ Expansión datosmacro.com; tradingeconomics.com

¹¹ Societe Generale "Commodities" 14 jan 2015

¹² USB "European Oil & Gas. Global OilCo-2014 Upstream Update 8 Apr 2015

¹³ Workshop Cera Week Meeting 9-10 apr 2015

cia y desarrollar e investigar en tecnología para conseguir un ahorro de costes que hagan rentables las inversiones en el nuevo entorno de precios.

En esta línea, se está produciendo un cambio en la relación con los proveedores de servicios en E&P. Al haber menos actividad, los contratistas encuentran mayor competencia en precio, suponiendo bajadas en los costes en el sector. También se está forzando una renegociación de contratos con los adjudicatarios para adaptarlos a los precios actuales. Igualmente, se está reforzando la colaboración entre contratistas y operadores.

Como consecuencia, se estima que la reducción de costes llega al entorno del 30% globalmente, siendo los costes de perforación los que están experimentando los mayores descensos¹⁴.

Todo esto llevaría a una consolidación en el sector servicios el que, tan solo 6 meses después de que el precio comenzara a bajar, Halliburton, segundo operador del sector adquirió al tercero y competidor directo Baker Hughes por 38.000 millones de dólares. En esta misma línea, Schlumberger adquirió Cameron al inicio de la segunda mitad del 2015 por 12.900 millones de euros.

Las compañías de gas y petróleo no son ajenas a este contexto de reestructuración, en el que aquellas organizaciones más competitivas y con mayor capacidad de adaptación a los nuevos requerimientos del mercado saldrán reforzadas. Para ello, se espera un incremento generalizado de las operaciones de fusiones y adquisiciones (M&A).

Así sucedió en periodos anteriores de bajos precios, cuando la actividad de M&A fue

prolífica en el sector del gas y el petróleo. Así, a finales de los noventa, cuando los precios del crudo llegaron a caer por debajo de los 20 dólares barril, se cerraron fusiones como las de Exxon y Mobil en 1998; BP con Amoco y Arco entre 1998 y 1999; Total con Petrofina y Elf entre 1999 y 2000 y Chevron con Texaco en 2000.

En el último año, las principales compañías de gas y petróleo del mundo, *majors*, han puesto en el mercado activos por valor de más de 80.000 millones de dólares con el fin de soliviantar la reducción de caja que está suponiendo la disminución de ingresos proveniente de la extracción de crudo. Ello ha llevado a una política de desinversiones en activos no estratégicos y de menor rentabilidad. Igualmente, se espera la salida al mercado de compañías que afrontan dificultades financieras, con altos endeudamientos y drásticas reducciones de sus entradas en caja.

Sin embargo, la incertidumbre alrededor de la evolución de los precios está haciendo de 2015 un año con una reducida actividad de M&A. El número de operaciones, se ha recuperado en el segundo trimestre de 2015 en comparación con los mínimos del primero, a medida que compradores y vendedores comenzaron a alinear sus expectativas de precios. Este número se mantuvo sin embargo muy por debajo de la media de 3 los últimos tres años. A lo largo del primer semestre de 2015 podemos destacar la compra de Talisman Energy por parte de Repsol por 10.400 millones € y la integración de Royal Dutch Shell y BG por 65.000 millones €. Grandes operaciones que sin embargo no reflejan la tendencia del sector, el mega-acuerdo de Shell-BG representó más del 80% del valor total de las operaciones de M&A del segundo trimestre que ascendió a 105 mil millones de dólares.

Figura 3. Valor total y número de transacciones



¹⁴ Wood Mackenzie "Upstream Cost Deflation: How far will development costs fall?"

Por lo tanto, los analistas esperan que en el medio plazo se incremente el número de fusiones y adquisiciones lo que debería contribuir al fortalecimiento del sector¹⁵.

Desde el punto de vista de geopolítico

Mientras que los países productores se ven afectados por un escenario de precio de crudo bajo, se han demostrado efectos positivos sobre la economía mundial en estos momentos, que presentan sin embargo una serie de incertidumbres en el medio plazo.

La economía global se beneficia de un precio de crudo bajo. Se estima que un 10% del descenso en el precio del petróleo está

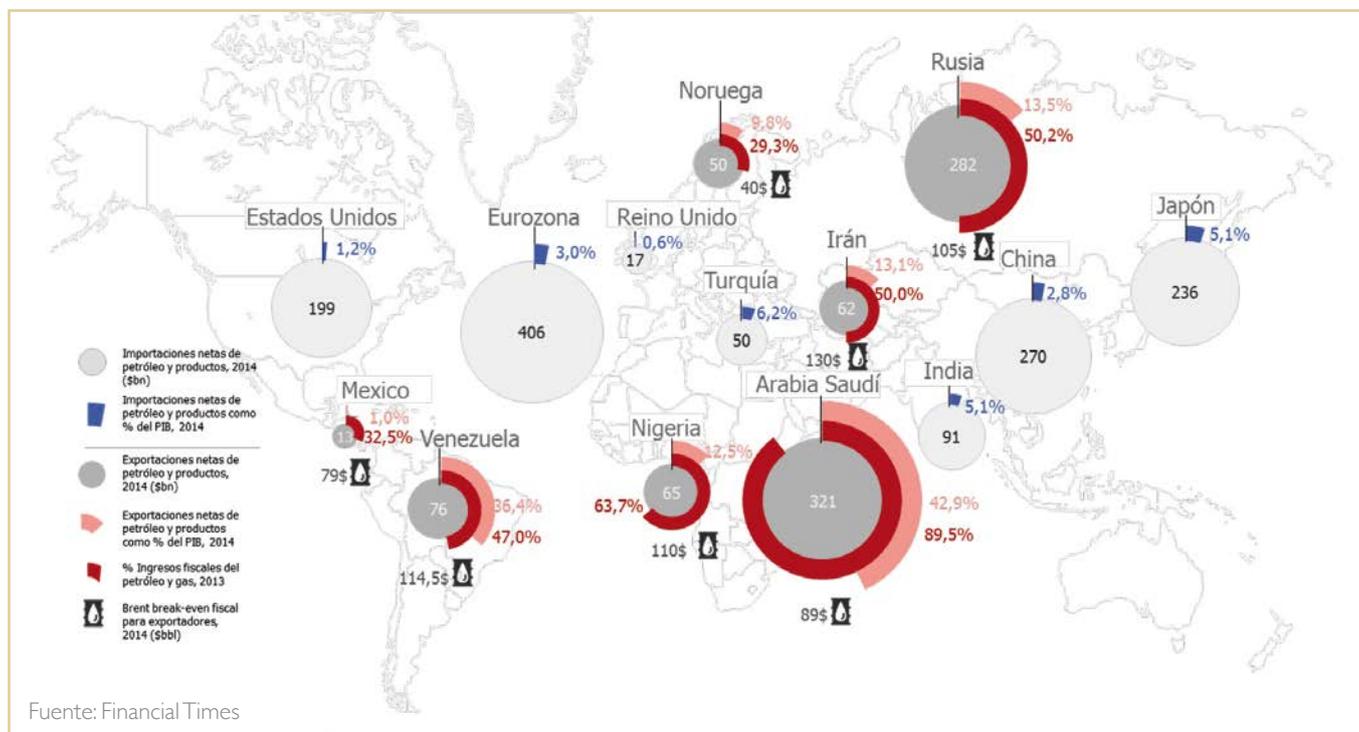
asociado a un aumento de aproximadamente un 0.2% en el PIB global¹⁶. Los países importadores de petróleo como India, China, Japón, Estados Unidos y la Unión Europea se ven beneficiados al ver reducida su factura energética. La economía doméstica también disfruta de una reducción de costes energéticos. En el caso de España y según estimaciones del Ministerio de Economía se ahorrarán 15.000 millones de euros en la factura energética por la caída del precio del Brent. Este ahorro se traduce a su vez en un crecimiento adicional del PIB español de aproximadamente 3 décimas (0,3%)¹⁷.

Del lado de los perjudicados, tenemos a países como Venezuela, Rusia y Nigeria, afrontando dificultades en este contexto de

precios de crudo bajos por su mayor dependencia y limitada rentabilidad actual de sus exploraciones. De igual manera, aunque con menor impacto, todos los países productores, están viendo mermados sus ingresos nacionales provenientes del petróleo.

De las incertidumbres que se plantean en el medio plazo, podemos destacar, la capacidad del *shale oil* en Estados Unidos de continuar aumentando su producción. Tiene gran relevancia geopolítica, en tanto el país, podría reducir a cero su dependencia de crudo del exterior. Por otro lado, el uso de combustibles alternativos o el futuro del vehículo eléctrico ante un crudo bajo es más incierto al hacerlo menos competitivo frente a los vehículos convencionales.

Figura 4.



¹⁵ El Economista 04/09/2015 Cinco Días 04/09/2015

¹⁶ Los datos proceden de la EIA

¹⁷ ABC.es 10/09/2015

Por último, las energías renovables pueden tornarse menos competitivas en escenarios como el actual de precios bajos y exceso de oferta, si bien, estas energías son en su mayoría para la generación eléctrica y compiten por tanto en mayor medida con el gas y el carbón y no con el petróleo.

¿Hacia dónde van los precios?

"Puedo predecir que el precio volverá a 100 dólares, lo que no puedo decir es cuando". Una recurrente expresión entre los foros de analistas del sector que evidencia la incertidumbre sobre la evolución de los precios del crudo.

Las crisis económicas y los conflictos geopolíticos se han evidenciado como factores tradicionales capaces de afectar la oferta y la demanda de crudo, siendo contados los contextos de sobreproducción como el actual.

Los fuertes incrementos de la oferta disponible son como se ha descrito, la principal causa del actual escenario de sobrecapa-

cidad. Esta circunstancia ha representado un cambio de paradigma en lo relativo al ejercicio del control sobre el precio que perteneciendo históricamente a la OPEP. A partir de ahora el mercado cuenta con la importante influencia de los productores de no convencionales estadounidenses.

De esta forma, la evolución del precio por el lado de la oferta dependerá en gran medida de la resiliencia del *shale oil* para adaptarse al nuevo entorno de precios y continuar aumentando producción así como del sostenimiento del actual nivel de producción por parte de la OPEP.

En el corto plazo, a la producción actual, se sumaría el levantamiento de las sanciones a Irán, que podría añadir 500.000 bbl al mercado en menos de 6 meses. En el medio plazo, una improbable resolución del conflicto en Libia, podría suministrar hasta 1.3 millones de bpd adicionales al mercado, aumentando la situación de sobreabastecimiento y ejerciendo por lo tanto mayor presión a la baja sobre los precios

Además, la demanda, que no está siendo capaz de absorber los incrementos de producción actuales, no parece que pueda crecer de forma significativa en el medio plazo. Los países desarrollados cada vez contribuyen en menor medida al crecimiento del consumo global de crudo, principalmente debido al incremento de la eficiencia, el uso creciente de energías alternativas y a las moderadas perspectivas de crecimiento económico. Mientras tanto, los países en desarrollo, que han actuado en los últimos años como principales impulsores del consumo global, atraviesan dificultades en su conjunto. China por ejemplo presenta grandes incertidumbres económicas de cara a los próximos años a medida que evoluciona su modelo productivo. Otras economías emergentes como la brasileña o la rusa atraviesan igualmente periodos de fuerte recesión.

Teniendo en cuenta todos estos factores, y en ausencia de eventos geopolíticos inesperados que impacten en la oferta de crudo, las compañías del sector deberían estar preparadas para afrontar un periodo sostenido de precios bajos de crudo. ■