

El retorno de la OPEP y su posible impacto sobre el mercado del petróleo en 2017

Mariano Marzo Carpio

Departamento de Dinámica de la Tierra y del Océano, Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad de Barcelona

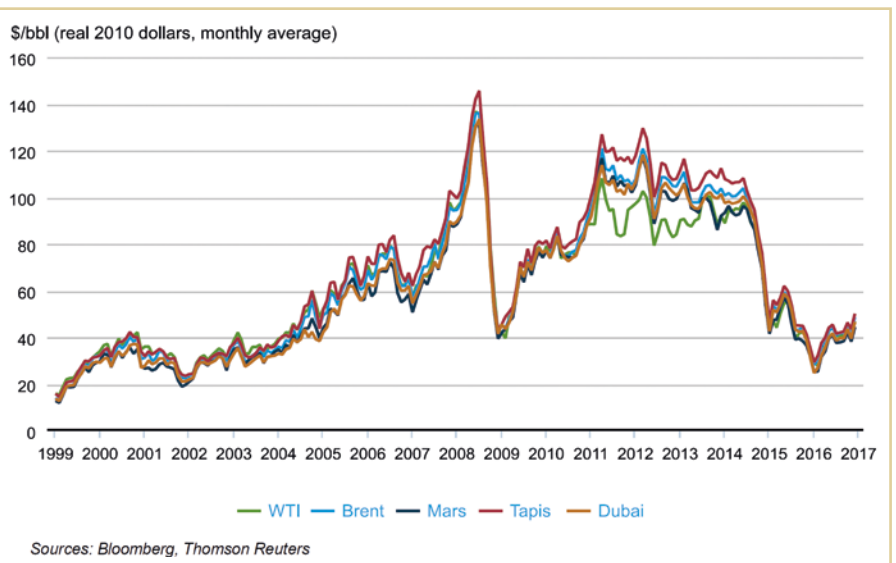
Fecha de recepción del documento: 6/02/2017

2016, el año del retorno de la OPEP

En el transcurso de 2016, en claro contraste con la tendencia a la baja observada desde mayo de 2015, los precios del crudo han evolucionado al alza, aunque inscribiéndose todavía en el contexto de un megaciclo de precios bajos, iniciado con el desplome de junio de 2014. Una aparatosa caída que, tras un repunte pasajero de enero a mayo de 2015, tocó fondo el 20 de enero de 2016, momento en el que el precio del barril de Brent llegó a cotizarse por debajo de los 28 dólares (Figura 1). Tras este mínimo, los precios remontaron de forma que acabaron el año 17 dólares por encima de la cotización del final de 2015, aunque, en conjunto, el promedio de 2016 fue de 44 dólares el barril, 8 dólares por debajo del promedio de 2015¹.

El largo periodo de cerca de dos años y medio de petróleo barato arriba comentado refleja básicamente² un exceso de oferta

Figura 1. Evolución de los precios de diversos tipos de crudo desde 1999 al 10-1-2017



en el mercado, fruto de un espectacular aumento de la producción de petróleo de *shale* (*light tight oil* o LTO) en los EE.UU.³ y de la decisión tomada por la OPEP el 27

de noviembre de 2014 (*166th Meeting of the Conference of the Organization of the Petroleum Exporting Countries*) de no limitar su producción⁴, para así ganar cuota

¹ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29412>

² Ver informes de FUNSEAM de Febrero de 2015 (<http://www.funseam.com/es/informes-funseam/el-desplome-2014-2015-de-los-precios-del-crudo-causas-y-previsiones-a-corto-plazo>) y Marzo de 2016 (<http://www.funseam.com/es/informes-funseam/reflexiones-sobre-el-mercado-del-petroleo-situacion-actual-y-perspectivas-a-corto-plazo>)

³ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29252>

⁴ http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2938.htm

de mercado a expensas de los productores con costes más elevados⁵.

El impacto de los bajos precios sobre productores y consumidores⁶, las interrupciones no planificadas de suministro a causa de conflictos de diversa índole en varios países⁷ y la vuelta del petróleo de Irán tras el levantamiento de las sanciones⁸, han caracterizado 2016 como un año agitado en el mercado del petróleo. Una agitación que culminaba el 30 de noviembre, tras la reunión de la OPEP celebrada en Viena (171st Meeting of the Conference of the Organization of the Petroleum Exporting Countries), con el anuncio de que la organización procedería, por primera vez desde 2008, a recortar su producción.

Este cambio de rumbo en la política del cártel, se veía reforzado pocos días después, el 10 de diciembre, también en Viena, en una reunión ministerial conjunta entre la OPEP y diversos productores ajenos al cártel⁹, con la decisión de este último grupo de países de secundar y sumarse al esfuerzo de la OPEP, en una acción coordinada no vista desde 2001 y que por su magnitud es la más importante de la historia.

Los acuerdos de Viena

En la reunión de Viena, la OPEP se comprometió¹⁰ a retirar del mercado 1,2 millones de barriles diarios (mbd). Una decisión que debe hacerse efectiva a partir de enero de 2017 y mantenerse vigente por un periodo de seis meses, ampliable a otros seis -la

oportunidad de esta prórroga será evaluada el próximo mes mayo en una nueva reunión. El peso del acuerdo, que supone situar la producción conjunta del grupo en torno a los 32,5 mbd, recaería esencialmente sobre Arabia Saudita, que debe retirar (en relación a su producción de octubre de 2016, cifrada en 10,5 mbd) 486.000 barriles diarios (bd), mientras que Irak (con un recorte de 210.000 bd), la Unión de Emiratos Árabes (139.000 bd) y Kuwait (131.000 bd), correrían con la mayor parte del esfuerzo restante. Otros miembros del cártel que también deberían rebajar su producción serían: Venezuela (95.000 bd), Angola (78.000 bd), Argelia (50.000 bd), Qatar (30.000 bd), Ecuador (26.000 bd) y Gabón (9.000 bd). Libia y Nigeria quedarían exentos, por los conflictos internos que atraviesan, del compromiso de reducción de producción, mientras que Irán podría aumentar la suya en unos 90.000 bd e Indonesia dejaba de nuevo en suspenso su pertenencia a la organización. La concesión hacia Irán era políticamente necesaria para llevar a buen puerto y cerrar el acuerdo. Varios años de sanciones habían reducido su producción y los ingresos procedentes de las exportaciones, de modo que el gobierno de Teherán argumentó su derecho a recuperarse del impacto negativo de dicho período.

Como resultado de la reunión ministerial OPEP-no OPEP del 10 de diciembre, a los 1,2 mbd comentados hay que añadir otro recorte de 558.000 bd. Esta última cifra involucra a un grupo de once países productores no integrados en el cártel, entre

los que destaca Rusia, que debe rebajar su producción en 300.000 bd, seguida por México (100.000 bd) y, a mucha más distancia, por Omán (45.000 bd), Azerbaiyán (35.000 bd), Kazakstán (20.000 bd), Malasia (20.000 bd), Guinea Ecuatorial (12.000 bd), Bahréin (10.000 bd), Sudán del Sur (8.000 bd), Brunei (4.000 bd) y Sudán (4.000 bd)¹¹. De todas estas cifras se desprende que Rusia, el segundo exportador del mundo, se ha convertido, junto a Arabia Saudita, el primer exportador mundial, en un actor clave en la futura evolución de la oferta y los precios del crudo.

¿Por qué ha cambiado la OPEP su estrategia?

El recorte de producción de 1,2 mbd acordado por la OPEP supone un giro de 180° en la política iniciada por el cártel el 27 de noviembre de 2014 al dictado de Arabia Saudita. Un cambio radical que pone fin a un periodo que ha sido calificado de "guerra por la cuota de mercado" y de "experimento de libre mercado".

La expresión "libre mercado" no parece exagerada si tenemos en cuenta que en un informe de febrero del pasado año¹², la *International Energy Agency* (IEA) comentaba: "quizás, en 2016, por primera vez desde los albores de la industria, estamos inmersos en un mercado del petróleo verdaderamente libre. En el mundo de hoy en día, si alguien puede extraer petróleo, lo vende en la máxima cantidad posible, sea cual sea el precio que pueda obtener...".

⁵ Véase gráfico de Wood Mackenzie en: <https://www.ft.com/content/3a2307f0-5d3d-11e6-a72a-bd4bfl198c63>

⁶ <https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-are-persistently-lower-oil-prices-good/>

⁷ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26592>

⁸ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

⁹ http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3944.htm

¹⁰ http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/OPEC%20agreement.pdf

¹¹ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>. Cifras para Malasia, Guinea Ecuatorial, Bahréin, Sudán del Sur, Brunei y Sudán, según: Petroleum Economist, "Over to you, Texas", 13 December 2016.

¹² IEA, Medium-Term Oil Market Report 2016

Por lo que respecta a la cuota de mercado, resulta interesante constatar que la OPEP ha decidido abandonar su política de bombeo sin límites, justo cuando sus previsiones a medio plazo apuntaban a que su estrategia estaba empezando a dar frutos. De este modo, en su *World Oil Outlook 2016*¹³, la OPEP afirma que en 2015 su participación en los mercados mundiales de petróleo fue del 40%, frente al 38% del 2014, y que este porcentaje seguiría aumentando hasta el 41% en 2020, lo que comportaría unas ventas extras para el comienzo de la próxima década de 4,6 mbd –un volumen equivalente al de otro Irak. Si estas previsiones fueran ciertas, la política comandada por Arabia Saudita desde noviembre de 2014 parecía encaminada a saldarse con una recompensa significativa. Y, ante este hecho, resulta lógico preguntarse por los motivos del cambio de estrategia. Para intentar responder a esta pregunta resultan oportunas dos consideraciones.

La primera es que si bien la OPEP había logrado frenar el suministro de sus competidores con mayores costes, como los de petróleo de *shale* en EE.UU.¹⁴, el precio a pagar ha sido que sus miembros se encuentran inmersos en serios desequilibrios económicos y financieros¹⁵, resultado de unos precios del petróleo por debajo de los 50 dólares por barril¹⁶. Quizás, en los próximos años, el volumen de las ventas de petróleo podía crecer, pero a costa de que la organización fuera capaz de soportar

unos precios bajos, perdiendo ingresos por valor de miles de millones de dólares. Al respecto, resulta significativo constatar que según datos de la *Energy Information Administration* (EIA)¹⁷ en 2015 los miembros de la OPEP ingresaron 404.000 millones de dólares procedentes de sus exportaciones de petróleo, una cifra que representa una caída del 46% respecto a los 753.000 millones de 2014, y del 56% en relación a los 921.000 millones de 2012.

Sin duda, el volumen de ventas y la cuota de mercado son muy importantes para la OPEP, pero también lo son los ingresos. Algo que también es aplicable al todopoderoso líder de la organización, Arabia Saudita. Los ingresos de este país dependen en gran medida de las ventas de petróleo y sus finanzas han sufrido un duro golpe desde que los precios comenzaron a caer en 2014. El total de ingresos proyectados para 2016 se ubica por debajo de la mitad de lo ingresado en 2013, cuando el precio del barril se situaba por encima de los 100 dólares y las exportaciones de crudo reportaron alrededor del 90% del total de los ingresos. La prolongada caída de los precios del petróleo ha generado un déficit presupuestario y un colapso del riyal, que han obligado al Reino a recortar el gasto, implementar medidas de austeridad y a aumentar su deuda internacional para cubrir el creciente déficit en las finanzas públicas. Y esto sucedía justo cuando el príncipe heredero Mohammed bin Salman al-Saud

acababa de dar a conocer un ambicioso plan –plasmado en dos documentos: “*Saudi Arabia’s Vision for 2030*”¹⁸ y “*National Transformation Program*”¹⁹– que pretende diversificar la economía del país y poner fin a su “adicción” al petróleo. Un plan que entre otras muchas medidas contempla privatizar el 5% de la petrolera estatal Saudi Aramco en 2018, algo que resulta poco aconsejable con unos precios del petróleo por debajo de los 50-60 dólares.

La segunda consideración que puede explicar el cambio de estrategia adoptada por Arabia Saudita y la OPEP es la constatación de que, tras dos años de precios bajos, la industria del petróleo de *shale* en EE.UU. mostraba una resiliencia mucho mayor de la inicialmente prevista.

Como anteriormente se ha comentado, la estrategia puesta en práctica por el Gobierno de Riad a finales de 2014 perseguía proteger la posición de Arabia Saudita en el mercado mundial del petróleo. El plan era aumentar su producción hasta el punto en que los precios cayeran lo suficiente para obligar a otros productores, en particular a la industria del petróleo de *shale* de los EE.UU., a recortar la producción. Probablemente, se pensaba entonces que dicha industria necesitaba un precio del barril en torno a los 90 dólares para seguir adelante, pero la realidad ha sido que el Reino había subestimado la capacidad de los productores estadounidenses para reducir costos^{20,21}

¹³ http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202016.pdf

¹⁴ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28672>

¹⁵ <http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2016/mcd/eng/pdf/mreo1016.pdf>

¹⁶ <https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/publications/research/2016-05-05-international-oil-companies-stevens.pdf>

¹⁷ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27692>

¹⁸ <http://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKewi3xiS8k5XRAhVdOMAKHSDAARwQFggmMAE&url=http%3A%2F%2Fvision2030.gov.sa%2Fdownload%2Ffile%2Ffid%2F417&usq=AFQjCNfBPMC27XAEQWL25ZH-ueQL7Pmlg>

¹⁹ http://vision2030.gov.sa/sites/default/files/NTP_En.pdf

²⁰ <http://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/shale-wells-more-profitable>

²¹ <http://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/shale-well-breakeven>

y mejorar la eficiencia extractiva^{22,23,24} de manera que pese a una caída de precios del 70% la producción tan solo ha descendido ligeramente²⁵, al mismo tiempo que las exportaciones desde los EE.UU. han aumentado y ampliado sus destinos²⁶.

Por otra parte, al margen de los productores de petróleo de *shale* en EE.UU., al diseñar su estrategia, los sauditas quizás no evaluaron correctamente el efecto de una caída de precios sobre la producción de otros países (tanto de los integrados en la OPEP, como de los ajenos a la organización). Muchos de estos respondieron maximizando la producción con el fin de obtener los mayores ingresos posibles (el caso de Irán no solo resulta ilustrativo al respecto, sino también especialmente irritante para los sauditas por la rivalidad geopolítica existente entre ambos países). A fin de cuentas, en un campo petrolero, una vez efectuada la inversión principal, la lógica económica es la de seguir extrayendo crudo como sea. Tal vez esta dinámica aumentó aún más la sobreoferta de crudo al mercado, propiciando que los precios del barril cayeran mucho más de lo inicialmente previsto, con las graves consecuencias económicas y financieras apuntadas en párrafos precedentes.

Estamos hablando de un error estratégico, ante el que los sauditas, esta vez bajo la dirección del nuevo ministro del petróleo, Khalid al-Falih, no han tenido más remedio que resucitar la política tradicional de la OPEP, recurriendo a los recortes de producción y a unar fuerzas en la misma direc-

ción con otros países productores también duramente castigados por unos precios insosteniblemente bajos y entre los que destaca Rusia²⁷. Un cambio de rumbo que ha requerido meses de discusión, una intensa actividad diplomática y tres reuniones en el transcurso de 2016: Doha (abril), Viena (junio) y Argel (septiembre).

¿Cuáles son los nuevos objetivos de la OPEP?

Un análisis detenido del comunicado²⁸ emitido por la OPEP a finales de septiembre, después de que la OPEP alcanzara en Argel un acuerdo preliminar para reducir su producción, indica que el grupo, especialmente Arabia Saudita, deseaba reducir el actual exceso de existencias en el mercado. Según dicho comunicado, "la conferencia optó por un objetivo de producción que oscila entre los 32,5 y los 33 mbd, con el fin de acelerar el descenso continuado de *stocks* e impulsar el reequilibrio".

En esta línea, el compromiso alcanzado el 30 de noviembre en Viena no es simplemente un acuerdo de seis meses para impulsar al alza los precios del petróleo. Por supuesto, las expectativas de la OPEP son que los precios suban (tal vez la mayor amenaza para el acuerdo sería que no lo hicieran) pero el objetivo subyacente, la premisa *sine qua non*, es acabar con el actual excedente de existencias. El hecho de que tras la reunión de Viena nadie en la OPEP mencionara ante la prensa o en cualquier declaración escrita la frase "precios más altos" parece significativo al respecto.

La reducción de la producción acordada en Viena cobra sentido en la medida que puede contribuir a acelerar el reequilibrio del mercado petrolero, muy particularmente en estos momentos en los que los inventarios globales de crudo y productos refinados han comenzado a caer. De este modo, en diciembre, tras encadenar cuatro meses de caída consecutiva, los *stocks* en la OCDE se situaban 82 millones de barriles por debajo del nivel de julio, aunque todavía permanecían por encima del nivel simbólico de los 3.000 millones de barriles, superando en unos 300 millones el promedio de los últimos cinco años^{29,30}.

Algunas informaciones hablan de que Riad es consciente de que una reducción significativa del exceso de existencias tardará más de seis meses en concretarse. Por ello, no debe descartarse completamente la posibilidad de una prórroga, más allá de los seis meses contemplados en el acuerdo de la OPEP en Viena.

¿Ha renunciado la OPEP a seguir ganando cuota de mercado?

Muy probablemente pese a reducir su producción, la OPEP en general y muy particularmente Arabia Saudita, no renuncian a su política de seguir aumentando su cuota de participación en el mercado global del petróleo, incrementando sus exportaciones hacia las refinerías de China y de la región Asia-Pacífico. Para ello, un aspecto interesante a considerar, no detallado en el acuerdo de Viena, es el que hace referencia a la calidad del crudo objeto de los recortes

²² <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24932>

²³ <http://www.geoexplor.com/articles/2016/07/eur-per-well-heading-upwards>

²⁴ <http://www.worldoil.com/news/2016/9/22/analyst-touts-industry-s-cost-reductions-in-us-shale-plays>

²⁵ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28672>

²⁶ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27532>

²⁷ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28432>

²⁸ http://www.opec.org/opec_web/es/press_room/3706.htm

²⁹ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

³⁰ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2017-01-19.pdf>

por parte de la OPEP. En esta línea, algunas informaciones³¹ sugieren que los planes de Arabia Saudita pasarían por seguir bombeando y exportando unos tipos de crudo (*Arab Light* y *Arab Extra Light*) de calidad similar al del *light tight oil* estadounidense y al de otros países competidores de África, centrando sus esfuerzos para cumplir con los recortes prometidos en otros tipos de crudos, concretamente en los denominados *Arab Medium* y *Arab Heavy*.

Dudas e incertidumbres sobre la implementación de los acuerdos

En una intervención en Washington el pasado 2 de diciembre, antes de que se lograra el acuerdo de recorte de la producción entre la OPEP y diversos países productores no pertenecientes al cártel, el exministro saudita del petróleo Ali Al-Naimi afirmó³² que los miembros de la OPEP “tienden a engañar”, mostrando asimismo cierto escepticismo sobre el hecho de que Rusia, un actor clave en el mencionado acuerdo, cumpliera su promesa de reducir su producción en 300.000 bd. “¿Recortará Rusia esa cantidad?” se preguntaba Al-Naimi, para a continuación responderse a sí mismo: “no lo sé, en el pasado no lo hizo”. Esta intervención resume claramente el clima de incertidumbre existente en el mercado del petróleo a comienzos de 2017 respecto al cumplimiento de los acuerdos de Viena. De hecho, para intentar disipar estas dudas, los firmantes de dichos acuerdos han creado una comisión ministerial de seguimiento (*Ministerial Monitoring Committee*) presidida por Kuwait y de la que también forman parte otros dos miembros de la OPEP (Argelia y Venezuela) y dos países mas no

integrados en la organización (Omán y Rusia). Esta comisión tiene prevista dos reuniones, una el 17 de mayo en Kuwait y otra en mayo, en fecha y lugar aún por precisar.

En lo concerniente a los miembros de la OPEP, es sabido que sus compromisos de recorte siempre ponen a prueba la disciplina interna del grupo. El hecho, comprobado, de que una subida de precios tiende a generar sobreproducción ha sido siempre objeto de preocupación en el cártel y el reto ahora parece mayor que nunca. La tensión política entre algunos de los miembros más importantes -Arabia Saudita, Irán, Irak- es inusualmente alta y, en este sentido, el acuerdo del 30 de noviembre para limitar la producción del grupo a 32,5 mbd puede considerarse un logro importante.

Buena parte de las dudas e incertidumbres en torno al cumplimiento de los recortes de producción fijados en Viena se centran en países miembros del cártel. Concretamente, en aquellos que han quedado exentos del compromiso de recorte: Irán, Libia y Nigeria. Sumados, los aumentos de producción previstos para 2017 en estos países podrían neutralizar buena parte de los esfuerzos de los otros miembros de la OPEP.

El primero de los países citados, cuya producción el pasado mes de noviembre fue de 3,72 mbd³³, pretende en 2017 incrementar esta, como mínimo en unos 200.000 bd, para acercarse al objetivo político de alcanzar los 4 mbd, una cifra que pese al rápido crecimiento experimentado desde enero de 2016 probablemente no se alcanzará durante el primer semestre de 2017.

Por lo que respecta a Libia, entre agosto y noviembre de 2016 este país aumentó su producción en cerca de 400.000 bd, hasta alcanzar los 0,58 mbd en noviembre³³ y, quizás, los 0,7 mbd a mediados de enero de 2017³⁴. Debido a los daños en infraestructuras sufridos en los dos últimos años parece complicado que Libia pueda incrementar de forma aún más drástica su producción. Pero el mercado ya ha subestimado en otras ocasiones, particularmente después de la guerra civil en 2011, la capacidad de los ingenieros libios. Por ello, no resulta del todo improbable que pueda alcanzar su objetivo de llegar a los 0,9 mbd a mediados de 2017, para después, a lo largo del año alcanzar una capacidad técnica de 1,2 mbd.

En el caso de Nigeria, una recuperación sostenida de su producción, que promedió 1,62 mbd en noviembre³³, resulta más dudosa. Depende de la capacidad del gobierno para apaciguar el delta del Níger. Hasta la fecha, la política seguida por el gobierno del Presidente Muhammadu Buhari para hacer frente a los saboteadores ha oscilado entre la negociación y las amenazas, de modo que parece muy improbable que en 2017 pueda encontrarse una solución duradera a la devastación ecológica y económica del delta, lo que significa que el riesgo de disturbios seguirá siendo elevado. Aun así, posiblemente, Nigeria podría añadir a su producción unos 300.000 bd este año.

Las cifras comentadas significan que, con la improbable ayuda de un clima de relativa estabilidad política, Libia y Nigeria podrían agregar 0,6 mbd de suministro en los próximos meses, lo que dejaría sin efecto la mi-

³¹ <http://www.worldoil.com/news/2017/11/8/saudis-said-to-duel-rivals-by-curbing-heavy-oil-over-light-crude>

³² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-02/opec-deal-can-work-but-we-tend-to-cheat-al-naimi-says>

³³ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

³⁴ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-17/libya-oil-output-said-to-rebound-with-power-returning-at-fields>

tad de la reducción de producción acordada por la OPEP en Viena.

En cuanto a los compromisos adquiridos en Viena por los países no pertenecientes a la OPEP, da la impresión de que son demasiado vagos y que el incentivo al engaño es demasiado alto. Según el comunicado de prensa emitido tras la reunión del 10 de diciembre³⁵, los productores no-OPEP "se comprometen a reducir sus respectivas producciones de petróleo, voluntariamente o mediante la gestión del declino natural, de acuerdo con un calendario acelerado". Pero el comunicado no explicita tal calendario, aunque se asume que no será inmediato (de hecho, el ministro de energía de Rusia afirmó que su reducción de producción sería gradual³³), ni entra en detalles sobre en qué consiste y cómo se hará la gestión del declino natural. Este último punto resulta particularmente importante en el caso de México que fija el cumplimiento de su recorte de 100.000 bd a este concepto. De hecho, esta cifra resulta un tanto sorprendente por cuanto la producción de este país cayó en 130.000 bd en 2016 y las autoridades mexicanas estiman que lo hará en otros 185.000 bd en 2017, de acuerdo con los datos del último plan de estrategia y negocio de Pemex³³.

En el caso de Rusia, un actor importante en Viena por su compromiso a reducir su producción en 300.000 bd, todo apunta a que su oferta de crudo podría seguir aumentando en 2017. El impulso dado a la eficiencia de la recuperación en Siberia Occidental es demasiado grande para poder frenarlo en los próximos meses e, incluso aunque el Kremlin consiguiera lograr el apoyo de la industria petrolera para ralentizar sus pro-

yectos, la debilidad de la demanda interna rusa podría incrementar el número de barriles destinados a la exportación. Además, como ya hemos comentado, existe el precedente de que Rusia nunca ha cooperado con la OPEP pese a haberse comprometido a ello. Por otra parte la pugna por la cuota de mercado entre ambos países es muy dura, como lo demuestra el hecho de que en 2016 Rusia sobrepasó por primera vez a Arabia Saudita como principal suministrador de petróleo a China³⁶. Y tampoco debe olvidarse que Rusia es un duro opositor geopolítico de Arabia Saudita en Oriente Medio, de manera que cualquier iniciativa que pueda favorecer al gobierno de Riad parece, cuanto menos, cuestionable.

Por otra parte, también hay que contar con un más que probable incremento de la producción en otros países no pertenecientes a la OPEP teóricamente comprometidos con los recortes en Viena, como es el caso de Kazakstán³³. La producción del nuevo campo de Kashagan alcanzó niveles comerciales el pasado mes de noviembre (diez años después de lo previsto y tras una inversión de más de 55.000 millones de dólares) y se da la circunstancia de que con anterioridad a la reunión del 10 de diciembre en Viena, el ministro de energía kazajo, Kanat Bozumbayev, afirmó que se espera que el campo incremente su producción desde 140.000 bd en la primera mitad de 2017 a 180.000 bd a finales de año (las previsiones del consorcio que explota dicho campo son las de llegar a medio plazo hasta los 370.000 bd de producción sostenida). No deja de ser sorprendente constatar que las cifras de aumento previstas para 2017 multiplican entre siete y nueve veces los 20.000 bd de reducción prometidos.

¿Puede reactivarse la producción de petróleo de shale en los EE.UU.?

Al margen de las dudas e incertidumbres planteadas en los dos apartados precedentes, alcanzar los objetivos suscritos por la OPEP y los once productores no-OPEP depende de otro desafío: el planteado por las decenas de petroleras integradas en la industria del *shale oil* estadounidense que han sido capaces de capear el temporal de los bajos precios, sobreviviendo a la bancarrota al adaptarse a la situación y volverse más eficientes. En conjunto, dicha industria ha mostrado una notable resiliencia en los últimos dos años y no se ha producido un colapso generalizado. Los costes se han reducido radicalmente³⁷ y aunque muchas de las compañías supervivientes han recortado su producción, lo lógico es que aprovechen la más mínima oportunidad para reactivarla.

Así que después de lograr el mayor acuerdo en una década en el mercado del petróleo, la OPEP se enfrenta en 2017 al reto de aumentar los precios sin revitalizar la industria del *shale oil*. Ciertamente, esta situación resulta novedosa para la OPEP, acostumbrada en el pasado a que la oferta de los productores ajenos al cártel tardara años en activarse en respuesta a una elevación de precios. La novedad para la OPEP es que, hoy en día, la producción a partir del *shale* puede comenzar tan rápidamente como los productores sean capaces de perforar y completar los pozos.

Con la caída experimentada por los costes de producción del petróleo de *shale*, todo apunta a que uno de los grandes beneficiarios del posible aumento de precios ligado

³⁵ http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3944.htm

³⁶ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-02/opec-deal-can-work-but-we-tend-to-cheat-al-naimi-says>

³⁷ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

a la restricción de la oferta acordada en Viena podrían ser los productores estadounidenses, aunque todavía se desconoce en qué medida y con qué rapidez estos reanudarán su actividad.

En cualquier caso, después de tres años de turbulencias, en la medida que los precios del crudo aumentaron durante la segunda mitad de 2016 hasta estabilizarse en el entorno de los 45-50 dólares por barril, ya hay signos claros de un renacimiento de la industria del *shale oil* en los EE.UU. Ello ha llevado a algunos analistas³⁸, a pronosticar que si dichos precios aumentaran otros 10 dólares, la producción de petróleo de *shale*, que ahora se sitúa en torno a los 4,5 mbd³⁹, podría aumentar rápidamente en 500.000 bd. Y una subida de precio aún mayor podría comportar un aumento de hasta un millón de barriles diarios, lo que prácticamente anularía los recortes acordados por la OPEP en Viena. La IEA, mucho más comedida, estima en su *Oil Market Report* de 19 de enero de 2017 que el aumento de la producción de *light tight oil* en los EE.UU. será de unos 170.000 bd en 2017³⁰.

De todos modos, conviene no olvidar que el cártel es quien maneja los tiempos en su intento de reequilibrar el mercado. A fin de cuentas, aún está por ver hasta qué punto y por cuánto tiempo la OPEP seguirá apostando por impulsar los precios al alza. Y como el recorte acordado por la organización es tan solo por un periodo inicial de seis meses, los productores de más alto coste, como los de *shale oil*, podrían mostrar cierta cautela a la hora de dar por seguros unos precios altos del petróleo y de efectuar nuevas inversiones.

Y a esta incertidumbre cabe añadir otra. Ciertamente, en algunos lugares, los productores de petróleo de *shale* han bajado los costes lo suficiente para reanimar las operaciones, incluso cuando los precios del crudo estaban por debajo de los 45 dólares por barril. Muchos de ellos se muestran convencidos de que esta nueva economía persistirá en el tiempo con precios más altos. Pero esto no tiene por qué ser necesariamente así. Sin duda, la rebaja de costes refleja una mejora del conocimiento y de la tecnología, pero, también es el resultado del abaratamiento de las facturas de las empresas proveedoras de servicios y suministros. Pero ante una hipotética subida del precio del barril y el consiguiente fortalecimiento de la actividad de la industria del *shale*, no parece descabellado pensar en un rebote de los costes de perforación estipulados por las compañías de servicios, con el resultado de que los productores estadounidenses tendrían más dificultades de las inicialmente previstas para reactivar de forma significativa la extracción de crudo.

Probablemente, la industria del *shale oil* va a tardar un tiempo en reaccionar, debido a que la inversión tiene que ganar ritmo y, paralelamente, los perforadores y los contratistas también necesitan tiempo. Lo que sugiere que el proceso de aumento de la producción del petróleo de *shale*, va a ser más bien gradual y que 2017 podría no ser el momento álgido que muchos esperan. Tal vez haya que esperar al 2018.

Lo expuesto nos lleva a concluir que durante el año en curso el comportamiento de la industria estadounidense del *shale oil* será objeto de una especial atención y segui-

miento en el mercado. A corto plazo, muy especialmente si Donald Trump cumple con las promesas de levantar las prohibiciones en el sector, cabe esperar que cualquier noticia sobre un incremento en el número de equipos de perforación se traduzca en un debilitamiento de las expectativas de aumento de los precios del crudo.

¿Hacia un reequilibrio del mercado en 2017?

Como ya se ha indicado con anterioridad, con el recorte de producción acordado en Viena, la OPEP, Rusia y otros productores, buscan acelerar el reequilibrio del mercado mundial del petróleo. La pregunta es: ¿asistiremos en 2017 a un cambio de signo en dicho mercado, con el balance oferta-demanda evolucionando de una situación de superávit a otra de déficit?

La cuestión no parece tener una respuesta clara, al menos si tenemos en cuenta que las dos principales organizaciones que analizan el balance entre oferta y demanda en el mercado global tienen puntos de vistas diferentes (compárense las figuras 2 y 3). Así, mientras la *Energy Information Administration* (EIA), en su *Short Term Energy Outlook* de 13 de enero de 2017⁴⁰, pronostica que este año el consumo mundial total de crudo será 330.000 b/d inferior a la producción (una brecha que es mucho menor que el excedente de producción de 870.000 bd de 2016 y del récord de 1,71 mbd alcanzado en 2015), la *International Energy Agency* (IEA), en su *Oil Market Report* del 13 de diciembre de 2016⁴¹, considera que si se implementan los recortes de producción acordados en Viena, tanto por

³⁸ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-27/shale-specter-haunts-opec-s-feast-as-oil-seen-rallying-into-2017-ix6qxjn0>

³⁹ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25372>

⁴⁰ EIA Short Term Energy Outlook 10-1-2017 (http://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf)

⁴¹ <https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-12-13.pdf>

la OPEP como por los países ajenos al cártel, la demanda superaría en unos 600.000 bd a la oferta ya en el primer semestre de 2017.

En cualquier caso, al margen de estas dos apreciaciones dispares, donde sí parece existir acuerdo es en el hecho de que, incluso aunque la demanda exceda al suministro, los inventarios de crudo y productos refinados contribuirán a ralentizar y retrasar el reequilibrio del mercado. No en vano, tales inventarios se encuentran próximos a niveles récord, de manera que muy posiblemente llevará al menos un año (o más) reducir los excedentes -algunas informaciones hablan de la necesidad de que los excedentes comerciales caigan en unos 1.000 millones de barriles para que el citado reequilibrio comience a tomar cuerpo.

Otra observación relevante es que las propias proyecciones de la OPEP para el mercado petrolero⁴³ (*OPEC Oil Market Report*, 17-1-2017) muestran que el cártel necesita mantener o aumentar los recortes de producción más allá del primer semestre de este año si finalmente quiere lograr su objetivo de equilibrar el mercado, ya que el suministro amenaza con sobrepasar la demanda en 2017.

En su informe mensual, la OPEP prevé que la demanda de su crudo en 2017 tan solo promediaría 32,1 mbd, una cifra mayor que en 2016, pero que queda por debajo del objetivo de producción fijado el 30 de noviembre en Viena en torno a los de 32,5 mbd (en relación con esta última cifra es interesante señalar que en diciembre de 2016 la producción del cártel fue de 33,1 mbd, por debajo de los 33,3 mbd de noviembre).

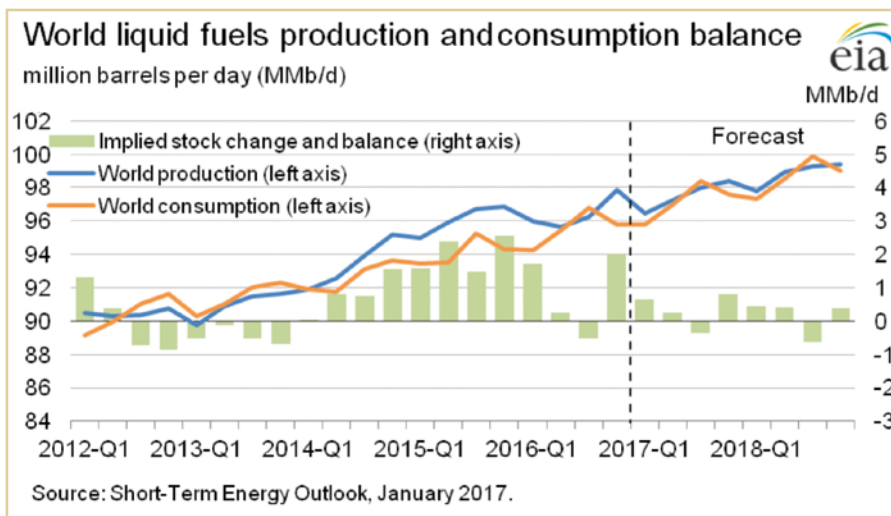
En más detalle, las proyecciones de la OPEP sobre la demanda de su crudo, trimestre a trimestre, muestran a las claras el desafío que el cártel debe enfrentar en 2017. Así, en el primer trimestre de este año la demanda de crudo de la OPEP se situaría en tan sólo 31,1 mbd, para después aumentar a 31,5 mbd en el segundo trimestre. No sería hasta el tercer trimestre de 2017 cuando la demanda de crudo de la OPEP alcanzaría los 33,3 mbd, momento en que muy probablemente se empezaría a evidenciar un claro descenso de los inventarios mundiales, aunque esto requeriría que la OPEP mantuviera sus recortes de producción, prorrogándolos más allá de los seis meses inicialmente acordados en Viena. En el cuarto trimestre de 2017, la OPEP prevé que la demanda de su crudo volvería a descender, situándose en torno a los 32,5 mbd.

¿Qué impacto cabe esperar sobre los precios del crudo en 2017?

Los pronósticos de enero^{40,44} de la *Energy Information Administration* (EIA) sitúan en 2017 los precios del crudo Brent y *West Texas Intermediate* (WTI) en un promedio de 53 y 52 dólares por barril, respectivamente, es decir, muy cercanos a los niveles de las últimas tres semanas de 2016. Por lo que respecta al promedio de 2018, la AIE espera que dichos precios aumenten en unos 3 dólares por barril tanto para el caso del Brent como en el del WTI (véanse las figuras 4 y 5).

En cualquier caso, tales previsiones muestran una amplia banda de incertidumbre reflejando la fluctuación en los contratos a futuro. Así, por ejemplo, los contratos de WTI negociados durante los cinco primeros días

Figura 2. Balance entre producción y consumo de combustibles líquidos con proyecciones a 2017 y 2018



⁴² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-17/dana-gas-ceo-says-1-billion-barrels-of-oil-in-way-of-ending-glut>

⁴³ http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20January%202017.pdf

⁴⁴ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29532>

de enero sugieren que el mercado espera para diciembre de 2017 precios que oscilan (en el intervalo de confianza del 95%) entre los 35 y los 93 dólares por barril. Según el informe citado de la EIA, la fuerte demanda y los recientes acuerdos de Viena entre los miembros de la OPEP y otros importantes productores no integrados en el cártel, están actualmente ejerciendo una presión al alza sobre los precios del crudo. Sin embargo, en los próximos meses, la EIA pronostica un aumento de la producción global que ejercería una presión a la baja sobre los precios, mitigando de este modo cualquier alza sustancial de los mismos hasta 2018.

Pero no todo el mundo se muestra tan comedido en sus previsiones sobre los precios en 2017. Por ejemplo, fuentes del Ministerio de Finanzas de Arabia Saudita han declarado que su país espera ingresar por las ventas de petróleo unos 128.000 millones de dólares en 2017, frente a los 87.700 millones de 2016. Una estimación que estaría en consonancia con un promedio de los precios para este año en torno a los 60 dólares por barril, lo que nos da una pista muy interesante sobre cuáles podrían ser las expectativas del Reino en materia de precios del petróleo tras los recortes acordados en Viena.

Por otra parte, una encuesta realizada por Petroleum Economist a seis bancos y consultorías -Energy Aspects, JBC Energy, Barclays, BNP Paribas, ABN Amro y Morgan Stanley- revela que todas estas empresas esperan una subida del precio del Brent en 2017 en relación al 2016. La previsión media de las seis fuentes consultadas es de 55,68 dólares por barril. La más optimista es la de Energy Aspects que espera un precio promedio de casi 66 dólares por barril, mientras que la más pesimista es la de BNP Paribas que pronostica un promedio anual para este año en torno a los 50 dólares. ■

Figura 3. Balance entre producción y consumo de petróleo con proyecciones al primer semestre de 2017

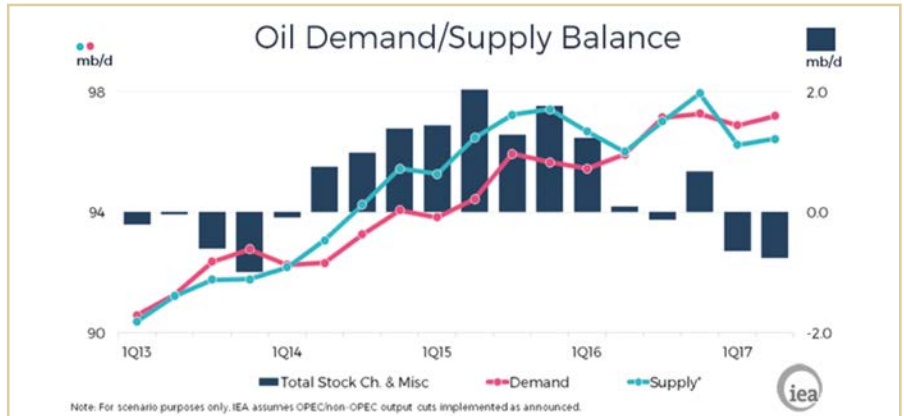


Figura 4. Previsión de evolución de precios del WTI para 2017 y 2018 según la EIA

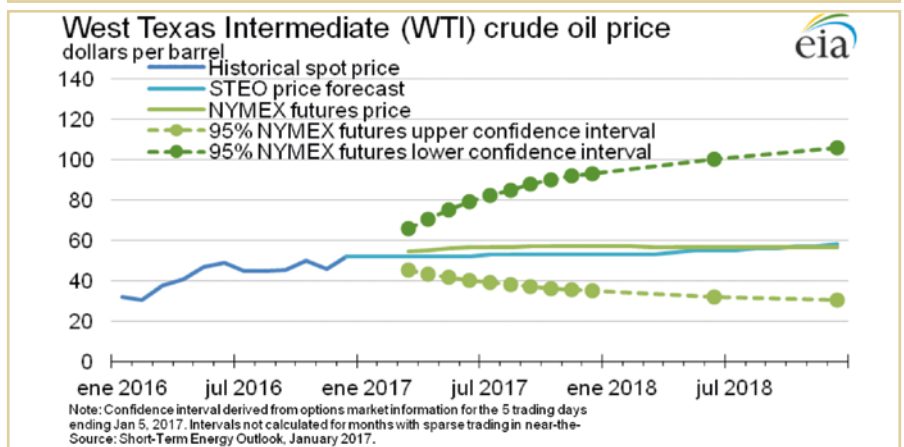


Figura 5. Previsión de evolución de precios del WTI y Brent para 2017 y 2018 según la EIA

