



Mercado Petrolero mundial: La OPEP vuelve por sus fueros

*Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía*

25 de octubre de 2016

Contenido

LOS TÓPICOS DEL MES

La OPEP vuelve por sus fueros	2
Fitch: PEMEX empujado a la insolvencia	3
El XXIII Congreso Mundial de Energía: la caja de resonancia	5
Reducción de inversiones ahora—menor producción mañana: un debate .5	

COMPORTAMIENTO DEL MERCADO

Surge un consenso hacia la estabilización / recuperación	8
Otros puntos de vista	9
La marcha de las cotizaciones.....	12



LOS TÓPICOS DEL MES

La OPEP vuelve por sus fueros

Si, como buen número de analistas del mercado petrolero internacional, se considera que la *ultima* ratio del cártel es el control de la oferta, como herramienta para manejar la formación de los precios, habría que convenir que la OPEP, si no ya fenecida, apenas hibernaba. Desde 2008 —año que parece tan distante en el tiempo como extendido, casi interminable, ha parecido el lapso de estancamiento continuo en que desembocó la crisis financiera de aquel año— no se atrevía a convenir en una acción colectiva para limitar el volumen de crudo lanzado a los mercados, a pesar de la evidencia de que esa oferta era excesiva y contribuyó, primero, al deterioro imparable de las cotizaciones y, tras año y medio angustioso, a un remedo de recuperación inestable, reticente, débil e insuficiente, a lo largo de 2016. Ahora, tras más de dos años de ‘estrategia saudita’, la OPEP vuelve por sus fueros o anuncia estar dispuesta a hacerlo antes de fin de año. El anuncio de Argel se recibió con los fastos y las preocupaciones que suelen acompañar a las resurrecciones.

La primera de muchas sorpresas consistió en que la OPEP celebró en Argel, no las consultas informales que todos esperaban¹, sino una conferencia formal: la CLXX extraordinaria. O, mejor dicho, celebró una reunión consultiva seguida de la formal, ambas el 27-28 de septiembre. Es evidente que, dada la trascendencia de los asuntos en juego —que entrañaban una revisión de fondo de la estrategia de mercado de la Organización— se prefirió la formalidad y la solemnidad de una Conferencia a seguir la práctica de las consultas informales que, al menos en Doha esta primavera, dejaron tan mal sabor de boca.

El retorno del cártel no pudo ser más inopinado, como inesperado el abandono de la ‘estrategia saudita’, que por 18 meses dominó el mercado desde la óptica de los grandes productores. *In nuce*, esa estrategia consistió en dejar de lado la defensa de los precios para concentrarse en mantener o elevar la participación en el mercado de los productores, vía producción adicional.

Se practicó a conciencia: las más recientes cifras de producción de varios productores OPEP —como Arabia Saudita, Iraq y, si se consideran las sanciones, Irán— se elevan casi a máximos históricos² y algo similar ocurre con algunos otros productores, como

1 Véase “Las consultas de Argel: un nuevo intento de concertación”, *Mercado petrolero internacional*, UNAM, PUED, septiembre de 2016, pp 1-5 (www.pued.unam.mx).

2 En su más reciente informe mensual sobre el mercado, la Agencia Internacional de Energía señaló: “[...] la producción de crudo de la OPEP aumentó en 160 mbd para alcanzar en septiembre un máximo histórico de 33.64 Mbd, pues la extracción de Irak llegó a niveles récord y se produjo la reapertura de los puertos de Libia. La oferta del grupo se situó 900 mbd por encima de 2015...” (“IEA Releases Oil Market Report for October”, Press release, París, 11



Rusia. La agencia Reuters había reportado que la Organización obtuvo una producción récord de 33.6 millones de barriles diarios en septiembre, en tanto que la de Rusia, según cifras oficiales, alcanzó los 11.11Mbd, con alza de 4% en el mes, monto que representa un máximo en la era pos-soviética (FT, 30Oct).

La ‘estrategia saudita’ se llevó a la práctica a un costo muy elevado: en junio de 2014, los exportadores de la OPEP necesitaban colocar en el mercado 905 mil barriles de crudo para obtener ingresos por Dls 100 millones; año y medio después, en enero de 2016, el volumen a colocar para obtener igual ingreso ascendió a 4.4 millones de barriles; ahora (30Sep), para conseguir ese provento, la OPEP necesita colocar cerca de 2.4 millones de barriles.

En ese período se consiguió ‘romper la espalda’ de los productores de crudo no convencional de EUA, interrumpiendo el imparable ascenso de su producción y obligándolos a suspender inversiones o a diferirlas *sine die*, lo que sin duda afectará su capacidad de producción en la segunda mitad de este decenio y la primera del que sigue. Sin embargo, el costo pagado por todos los exportadores fue excesivo, a todas luces excesivo. PEMEX bien puede dejar constancia.

Entre los países petroleros más afectados se cuenta Arabia Saudita misma, si bien ello no formaba parte de los cálculos iniciales. Como se ha señalado en varios análisis, las finanzas públicas — muy dependientes del petróleo— fueron lastimadas y forzaron la adopción de reducciones del gasto presupuestado y de las erogaciones en importaciones de todo tipo, desde artículos de lujo hasta esenciales. Se redujeron los salarios de los servidores públicos en prácticamente todos los niveles. Se piensa hasta en privatizar segmentos de Aramco, la legendaria empresa petrolera del reino³.

FITCH: PEMEX EMPUJADO A LA INSOLVENCIA...

PEMEX se enfrenta a la insolvencia como consecuencia de una pesada carga fiscal, un paquete de apoyo insuficiente y los efectos de largo plazo de la reducción del gasto de capital, de acuerdo con un nuevo análisis de sensibilidad de Fitch Ratings.

[...] Los costos directos de producción de hidrocarburos de Pemex son muy competitivos y hay poco espacio para abatir los costos de reposición

de octubre de 2016: <https://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2016/october/iea-releases-oil-market-report-for-october.html>). La Organización de Países Exportadores de Petróleo, en su reporte mensual expedido el 12 de octubre, ofreció estimaciones ligeramente menores y no habló de ‘récord históricos’: “La producción de crudo de la OPEP, de acuerdo con fuentes secundarias, se incrementó en septiembre en 22 mbd para alcanzar un promedio de 33.39 Mbd”—informó. (“OPEC Monthly Oil Market Report – October 2016”, p 3: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20October%202016.pdf.)

3 Naturalmente, los efectos más devastadores se dejaron sentir sobre las finanzas del reino. Ténganse en cuenta las siguientes magnitudes (expresadas en miles de millones de riyals y su equivalente en Dls): En 2015 el déficit público se elevó a Ry 367 (Dls 98) derivado de gastos por Ry 975 (Dls 261) e ingresos de apenas Ry 608 (Dls 163). Para 2016 se prevé abatir el déficit a Ry 326 (Dls 87) a pesar de una nueva reducción de los ingresos, a solo Ry 514 (Dls 137) y un recorte de 15% en los gastos, para situarlos en Ry 840 (Dls 225). Rick Gladstone, “Saudi Arabia, Squeezed by Low Oil Prices, Cuts Spending to Shrink Deficit”, The New York Times, Nueva York, 28 de diciembre de 2015.



[...] Las inversiones de capital de Pemex han estado por debajo de los costos de reemplazo implícitos e insuficientes para superar la disminución de la producción. Las reducciones de inversión anunciadas probablemente den lugar a nuevas caídas de la producción y de las reservas probadas, con lo que el lapso de vida de éstas podría también declinar.

(“Fitch: High Tax Burden Pushes PEMEX Toward Insolvency”, Fitch Ratings, 26 de octubre de 2016: www.fitchratings.com)

En algún comentario se sostiene que, al igual que la adopción de la ‘estrategia saudita’ hace dos años y medio fue impulsada por el gobierno saudí, su abandono ahora lo decidió también Riad y hubo de ser aceptado por los demás asociados.

La situación del mercado se resume en el comunicado de la Conferencia en trazos precisos: las presiones enfrentadas han provenido sobre todo de la oferta y han provocado la reducción de los precios a más de la mitad; los ingresos de los países exportadores y de las corporaciones petroleras se han visto severamente afectados; la industria petrolera ha resentido fuertes reducciones en gastos de capital y en personal ocupado, lo que puede dar lugar a que no pueda satisfacer la demanda futura y se comprometa la seguridad energética; los desmesurados niveles de existencias, tanto de crudo como de productos, ensombrecen una perspectiva de mercado que debía ser alentadora por los incrementos de demanda previstos. El balance del mercado, según la OPEP, no debería estar alejado, pues ahora coinciden demanda robusta y oferta afectada por factores geopolíticos diversos. Todo lo anterior aconseja “conducir un diálogo serio y constructivo” con exportadores ajenos a la OPEP a fin de “estabilizar el mercado” y “restaurar su equilibrio y sostenibilidad”.

La decisión de la Conferencia fue, al mismo tiempo, clara e incierta. Es cierto el propósito de frenar la producción, pero se titubea en colocarla en 32.5 o 33 Mbd, con recorte de entre 1 y 0.5 Mbd. Tampoco se sabe cómo distribuir las cuotas nacionales, en el supuesto que se permitiría cierta latitud a Irán, Libia y Nigeria, que enfrentan situaciones excepcionales. Como siempre en la OPEP, el acomodo de 14 cuotas dentro de la global será un ejercicio complejo, controvertido y desgastante.



La Conferencia estableció una suerte de ‘comité permanente de alto nivel’, no necesariamente ministerial, encargado de definir las cuotas nacionales; las bases del diálogo con los otros exportadores, y los posibles componentes de un acuerdo “que asegure un mercado equilibrado sobre una base sostenible”. Cualquiera de estas tres tareas consumiría el breve periodo que restaba para la Conferencia ordinaria el 30 de noviembre en Viena. Nadie en su sano juicio querría contarse entre los integrantes de ese comité.

EL XXIII CONGRESO MUNDIAL DE ENERGÍA: LA CAJA DE RESONANCIA

La decisión de la OPEP halló una gran caja de resonancia en el congreso anual del Consejo Mundial de Energía, del 9 al 13 de octubre en Estambul.

El presidente de Rusia, Vladimir Putin, en una de las primeras y más esperadas declaraciones de la reunión, manifestó sin ambages su apoyo a las acciones de control de la oferta de la OPEP. Según la crónica del *Financial Times* (11Oct16),

Putin considera que, “en la actual situación, congelar o incluso reducir la producción de crudo es, quizá, la única decisión correcta para mantener la sostenibilidad del conjunto del mercado mundial de energía” y, al mismo tiempo, restablecer el equilibrio. “Rusia está dispuesta —agregó— a sumarse a los esfuerzos para limitar la producción y urge a otros exportadores de petróleo a hacer lo mismo”. Añadió que esperaba que la conferencia de la OPEP en noviembre diera lugar a “acuerdos ciertos”. Más adelante en su exposición, Putin señaló que “se han producido cancelaciones masivas de proyectos de inversión que ahora resultan económicamente inviables [y] si esta tendencia persiste la insuficiencia de financiamiento se tornará crónica y el exceso de producción global de energéticos se convertirá, de manera inevitable, en un déficit, con nuevos e impredecibles choques de precios que terminarán por lastimar tanto a productores como a consumidores”. En este sentido, concluyó Putin, “los acuerdos a los que pueda llegarse con la OPEP enviarán una señal positiva a los mercados y los inversionistas y ayudarán a reducir la actividad especulativa y evitar nuevas fluctuaciones de los precios”.^{4 5}

También al margen del congreso de Estambul, cinco miembros de la OPEP y dos exportadores no-OPEP —Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Gabón, Qatar y Venezuela; así como México y Rusia— mantuvieron consultas informales⁵. Como se recuerda, uno de los elementos del acuerdo de Argel fue la constitución de un comité de alto nivel que definiría el proyecto de acuerdo que sería adoptado en la conferencia de 30

REDUCCIÓN DE INVERSIONES AHORA—MENOR PRODUCCIÓN MAÑANA: UN DEBATE.

El eco de la decisión de control de oferta de la OPEP también se escuchó en los debates de la Oil & Money Conference, a mediados de octubre en Londres.

El ministro saudita de Energía e Industria

4 “Russia ready to join decision to limit crude production – Putin”, TASS Russian News Agency, Moscú, 10 de octubre de 2016 (<http://tass.com/economy/905358>).

5 “OPEC, non-OPEC countries hold ‘constructive’ talks in Istanbul”, OPEC, Press Release 12/2016, 14 de octubre de 2016 (www.opec.org).



de noviembre. Se precisó que ese comité celebrará una primera reunión el 28 y 29 de octubre en Viena. De acuerdo con el boletín de la OPEP, el ministro ruso, Alexander Novak, declaró que “las consultas fueron constructivas y contribuyeron a adelantar el proceso”. Añadió que Rusia formaría parte del comité de alto nivel y contribuiría a sus trabajos. El mismo documento no atribuye declaración alguna al representante mexicano, identificado como “viceministro de hidrocarburos”. (Hasta el 19 de octubre, la SENER no había aludido en su portal de internet a la presencia del subsecretario Aldo Flores Quiroga en las consultas de Estambul.)

Concluidas las conferencias de octubre, en Estambul y Londres, la atención se movió a los operadores del mercado. Ante una serie de manifestaciones de confianza en que los exportadores de crudo de la OPEP y de algunos otros países en efecto conseguirán un acuerdo efectivo a fines de noviembre, incluso los especuladores financieros han decidido colocar sus apuestas del lado del alza de las cotizaciones. Según informó el FT el 17 de octubre, “la suma de posiciones largas netas en futuros y opciones, en Londres y Nueva York, alcanzó su nivel más alto desde julio de 2014, justo antes del desplome... ‘Creemos que la intervención de la OPEP marginó las posiciones cortas y mantendrá los precios en la parte alta de nuestra banda de comercialización, al menos hasta la reunión del 30 de noviembre en Viena’, según Adam Longson, analista de Morgan Stanley.” En el vocabulario de los mercados, las posiciones cortas son

demandó poner fin a la “considerable reducción” resentida por los negocios petroleros, para lo cual se requería que la OPEP “retomara el control del mercado”. De acuerdo con el ministro al-Falih, “haber permitido que los precios bajaran por dos años empezaba a causar daños graves a la producción futura” (FT, 19Oct16). “La profundidad de la caída, dijo el ministro, amenaza los futuros suministros, pues los mayores oferentes cortaron sus inversiones... Una vez que se liquiden los inventarios acumulados durante la contracción de los precios, no estará muy lejos la escasez de oferta” y el alza immoderada de los precios. Concluyó “Espero que el mercado se comporte mejor en lo que resta de éste y en el próximo año.” Predijo que los precios se situarían en torno de los Dls 50/b, lo cual beneficiaría a todos los productores, aún a los de crudo no convencional.

En la misma conferencia, el CEO de Exxon rechazó el punto de vista del ministro saudí. “Me resulta difícil ver una caída precipitada de la oferta que provoque un shock de precios... en los próximos tres, cuatro o cinco años”, afirmó, según la crónica del *Financial Times* (19Oct16), Rex Tillerson. El petróleo *shale* demanda inversiones, pero no exige proyectos de gran tamaño: “puede iniciar o reanudar producción mucho más rápidamente que los proyectos de tres a cuatro años que reclaman la inversión de miles de millones de dólares”—concluyó.

Para el ejecutivo, el único elemento que podría impedir explotar “la gran base de recursos que tenemos en Norteamérica sería una decisión del gobierno de EUA que nos impidiera hacerlo”, señaló sin mencionar directamente el tema del cambio climático.

Inside Oil, de Thomson Reuters, informó que en octubre se ha producido el mayor resurgimiento de la extracción de crudo en EUA desde el colapso de los precios a mediados de 2014. Los aparejos de perforación activos, según Baker Hughes, aumentó en 40% respecto de su mínimo



cíclico en mayo de 2016. “Este aumento puede ser suficiente para estabilizar la producción estadounidense de petróleo y gas y comenzar a corregir la reducción reciente.” (www.share.thomsonruters.com).

De otra parte, según la AIE, en la primera mitad de 2016 Estados Unidos aumentó, por primera vez desde 2010, sus compras al exterior de petróleo crudo, a resultas de la menor producción nacional. El alza se cifró en 7% respecto de igual periodo de 2015 y alcanzó a 528 mbd. La mayor parte (504 mbd), provino de la OPEP. Los aumentos desde Canadá (87 mbd) y otros exportadores (55 mbd) no compensaron la disminución de las importaciones desde México: 118 mbd.

Aquellas que esperan y favorecen movimientos a la baja de precios y cotizaciones, mientras que las posiciones largas apuntan a la recuperación y al alza; una posición larga neta, como la encontrada a mediados de octubre, indica que es mayor el número de jugadores en el mercado que espera un repunte y apuesta en tal sentido.

Antes de la conferencia ordinaria de la OPEP, el 30 de noviembre en Viena, habrán de celebrarse una o más reuniones preparatorias del acuerdo de restricción de la oferta por parte del Comité de Alto Nivel ad hoc, a iniciarse, como ya se dijo, también en Viena el 28 y 29 de octubre. Menudearán también los contactos informales entre representantes de los productores OPEP y de algunos exportadores no miembros de la Organización, como la que tuvo lugar el 24 de agosto entre los ministros de Rusia, Qatar y el secretario general de la OPEP, en cuyo curso el ministro Alexander Novak pareció inclinarse más por congelar la producción a sus actuales niveles (recuérdese que la de Rusia llegó a un máximo postsoviético de 11.1 Mbd en septiembre) que en decidir una reducción de la misma⁶.

6 “Russia, Qatar, OPEC discuss possible action to shore up oil market”, Inside Oil, Thomson Reuters, 25 de octubre de 2016 (http://share.thomsonreuters.com/assets/newsletters/Inside_Oil/IO_STORIES_10252016.pdf?utm_source=Eloqua&utm_medium=email&utm_campaign=Newsletter_C&E_InsideOil&utm_content=Newsletter_InsideOil_25Oct16).



COMPORTAMIENTO DEL MERCADO

Surge un consenso hacia la estabilización / recuperación

En sus respectivos reportes sobre la evolución del mercado petrolero mundial en septiembre último, los dos principales organismos internacionales especializados ofrecieron, en síntesis, las siguientes visiones:

AIE

La espera terminó. La OPEP ha terminado su política de mercado libre, iniciada hace cerca de dos años. Los inventarios de petróleo en el mundo, en opinión de algunos productores son demasiado altos y no están siendo liquidados a velocidad suficiente. Para acelerar este proceso, la OPEP acordó el 28 de septiembre reducir la producción. Después de este primer acuerdo de reducción desde 2008, los precios se elevaron en 15%, a más de Dls 53/b. [...]

Tanto el veloz aumento de la producción de crudo no convencional en EUA como la ausencia de frenos a la oferta de la OPEP produjeron cambios dramáticos en el mundo petrolero. El crudo se desplomó de precios de tres dígitos a menos de Dls 50/b. Los menores precios alimentaron al principio fuertes aumentos de la demanda, pero éstos se han frenado tras la reducción de subsidios en mercados emergentes, desaceleración económica en algunos países y cierta saturación de demanda en el mundo avanzado. Del lado de la oferta, el incesante aumento de la no-OPEP, en especial la no convencional de EUA, se convirtió en contracción, al tiempo que la producción de la OPEP, en especial la de bajo costo del Medio Oriente, alcanzó niveles máximos. Como resultado se tiene una descomunal alza de inventarios, que mantiene presionado al mercado.

El actual nivel de precios causa descontento a todos los productores, aun aquéllos con fuertes reservas financieras, como Arabia Saudita. El daño ha sido en especial severo para los productores no-OPEP con costos

OPEP

Hacia finales de septiembre, con la nueva de que la OPEP adoptaría una cuota de producción para conseguir rebalancear el mercado el año próximo, los precios se vieron considerablemente apoyados y el Brent ICE de acercó al nivel de Dls 50/b. Este anuncio fue visto como el primero de un proceso, cuyo alcance concreto se discutirá en los dos próximos meses y que probablemente abarque productores no-OPEP, en especial Rusia. Otro factor de apoyo de los precios fue la reducción por cuatro semanas sucesivas de los inventarios de crudo en EUA. Los precios continuaron bajo presión hasta antes de la conferencia de la OPEP. La oferta creciente y las menores expectativas de demanda mantuvieron a los mercados de crudo en contango durante septiembre, si bien la situación se suavizó un poco en el mercado del WTI y se mantuvo inalterada en el del Dubai.

Las previsiones sobre el crecimiento de la economía mundial no han tenido cambios importantes: un poco menos de 3% para el conjunto y algo menos de 2% para los países desarrollados.

Se espera que la demanda mundial de crudo se sitúe en el año en curso en 94.4 Mbd, estimación revisada al alza sobre todo por la expectativa de los países en desarrollo de Asia, que compensa el alza menor a la esperada en Norteamérica. En 2017 se tendría un aumento de 1.15 Mbd, para alcanzar un promedio de 96.6 Mbd en el año.

La caída de la producción no-OPEP en el presente año será un poco mayor a la



altos. Ahora se resiente el efecto de los fuertes recortes de gastos de inversión realizado en 2015: en un año se han perdido cerca de 900 mbd. [...] Se espera que la producción no-OPEP vuelva a crecer el año próximo.

Aún en estas condiciones, productores como Rusia han dado muestras de gran resiliencia. También los países OPEP del Medio Oriente, cuya operación, que ha alcanzado nuevos máximos, ha situado la producción del grupo 1.1 Mbd arriba de la de hace un año. Lo contrario ha pasado con la demanda, cuyo crecimiento ha caído de un máximo de cinco años en el cuarto trimestre de 2015 a un mínimo de cuatro años en el tercer trimestre de este año.

Incluso con señales tentativas de que los enormes inventarios han comenzado a caer, nuestra perspectiva de oferta y demanda sugiere que, en ausencia de intervenciones, el mercado seguirá sobreabastecido durante la primera mitad del año próximo. Si la OPEP en efecto se apega al tope de producción anunciado, el rebalanceamiento del mercado podría llegar más rápido.

FUENTE: International Energy Agency, *Oil Market Report*, "Highlights", 11 de octubre de 2016 (www.iea.org).

antes prevista por revisión de las bases de las proyecciones. Para 2017, se espera un aumento de 240 mbd para llegar a una media anual de 56.5 Mbd. Contribuirá la entrada en operación de nuevos campos en Rusia. La OPEP continuó aumentando su producción hasta septiembre, cuando alcanzó, según fuentes secundarias, 33.4 Mbd.

Los inventarios comerciales totales de la OECD se redujeron en agosto para situarse en 3,094 Mb, alrededor de 322 mb por encima del último promedio quinquenal móvil. Los excedentes de inventarios de crudo y de productos se estiman, respectivamente, en 191 mb y 131mb. Medidos en días de cobertura, los inventarios comerciales de la OECD en agosto equivalieron a 66.7 días, unos 6.7 días por encima del promedio estacional.

En cuanto al balance entre oferta y demanda, se estima que la demanda por crudo de la OPEP promedio 31.8 Mbd en 2016, alrededor de 1.8 Mb más que en el año precedente. Para 2017 se espera que esa demanda se sitúe en 32.6 Mbd, con aumento de unos 800 mb sobre el promedio del presente año.

FUENTE: Organization of Petroleum Exporting Countries, *OPEC Monthly Oil Market Report*, "Oil market highlights", 12 de octubre de 2016 (www.opec.org).

Otros puntos de vista

Diversos participantes en el mercado dieron a conocer también sus puntos de vista sobre la coyuntura del mercado y la configuración de su perspectiva de conjunto. Entre otras opiniones, destacaron las siguientes:



NO HAY QUE OLVIDAR LA CAÍDA DE LAS INVERSIONES—WOOD MACKENZIE

Quizá el mayor impacto de la caída sostenida por dos años de las cotizaciones del crudo ha sido resentido por los gastos de inversión de las corporaciones petroleras. “Prácticamente todos los países productores han visto reducciones y la explotación en tierra firme en Estados Unidos puede haber sido la más afectada. En el Medio Oriente se registraron menos reducciones y los proyectos siguieron adelante para mantener la participación en el mercado, pero los déficit públicos sufrieron fuertes deterioros”—sostiene la consultora Wood Mackenzie.

Las áreas más afectadas:

- Las reducciones más drásticas y más rápidas se han dado en la porción continental de EUA, afectando sobre todo a la producción no convencional. Más de la mitad del capex ejercido (Dls 125,000 millones) se ha cortado en 2016-17 y se esperan nuevas reducciones, hasta por Dls 200,000 millones, antes de 2020.
- En Rusia, las inversiones se reducirán en 40% en 2016-17, en parte a causa de la devaluación. Se procura seguir con la exploración, pues es esencial elevar la producción que este año alcanzó un máximo en la era postsoviética.
- En los campos maduros del Mar del Norte los cortes de inversión retrasan la recuperación y adelantan el desmantelamiento de las instalaciones. Desde el fin de 2014 se han suspendido inversiones por cerca de Dls 27,500 millones (equivalentes al 36%) en los sectores británico y noruego. En la primera de éstas al menos 140 campos saldrán de producción en los próximos cinco años.
- En suma, en el lapso 2015-2020 la inversión convencional en exploración se situará unos Dls 300,000 millones por debajo de lo que se preveía en 2014 antes del colapso de las cotizaciones.

“Aunque las inversiones en exploración se han abatido en más de la mitad desde 2014, los costos no han caído tanto como se esperaba.”

El futuro de los nuevos proyectos—de no producirse una mejora sustancial de los precios y los ingresos de las corporaciones dependerá de tres factores: fuerte compresión adicional de los costos de operación; la

RESURGE LA ACTIVIDAD EN CAMPOS NO CONVENCIONALES DE EUA—FINANCIAL TIMES

El indicador más usado de la actividad de exploración petrolera—el número de aparejos de perforación activos—ha aumentado de manera constante en los últimos cuatro meses, debido a menores costos, mayor flexibilidad y rapidez con que pueden reabrirse o echarse a andar nuevos proyectos en las áreas que alojan gas y petróleo no convencional.

Es demasiado pronto para asegurar que está presente un amplio resurgimiento de los animal spirits en la industria de hidrocarburos

Quizá el área que esté al frente de la recuperación y en la que—desde que se detuvo la caída vertical de las cotizaciones del crudo, poco antes de mediado el año—sea la cuenca de Permian en el occidente de Texas y el oriente de Nuevo México. Ésta área, de 500 por 450 km, aloja parte de las reservas shale más accesibles de América del Norte. Fue también la que mejor resistió la caída de precios en los dos años últimos: Eagle Ford, en el sur de Texas, redujo en 40% su producción; Bakken, en Dakota del Norte, en 25%; Permian en apenas 2 por ciento.

Desde la primavera de 2016, las compañías que operan en la cuenca de Permian, más allá de su dimensión, iniciaron una rápida alza, de 40 a casi 100 Mbd.

(“The region leading the US recovery”, Financial Times, Oct16).



optimización del diseño de los proyectos, e incentivos fiscales adicionales para estimular la apertura de un nuevo ciclo de inversiones.

Los consultores no explicitan el impacto esperado sobre la producción de estas monumentales reducciones en los presupuestos de inversión de las corporaciones petroleras.

(Wood Mackenzie, “Global upstream investment slashed by US\$1 trillion”: www.woodmac.com).



HACIA PROYECTOS DE INVERSIÓN MÁS MODESTOS, SEGUROS Y RENTABLES		
<p>CONOCOPHILLIPS</p> <p>Ryan Lance, CEO de esta corporación, subrayó que seguirá siendo difícil justificar el alto gasto de inversión en proyectos de exploración convencional. ‘Los días de gasto ilimitado se terminaron’. Se dejan de lado las propuestas de alto costo, multianuales en las nuevas fronteras del mar y las compañías se concentran en mejorar la eficiencia de operaciones existentes y se busca añadir nuevos recursos en zonas donde ya existe la infraestructura. ‘En los 90 y en lo 00, la industria precisaba megaproyectos para crecer. El petróleo <i>shale</i> cambió todo eso: hoy se buscan proyectos de ciclo más corto, flexibles para iniciarlos y flexibles para cerrarlos.’</p>	<p>BRITISH PETROLEUM</p> <p>Un ejemplo de esta nueva actitud se halla en la decisión de BP en la primera mitad de octubre de abandonar el complicado y ambientalmente discutible proyecto de abrir a la exploración petrolera un gran parque marino en la costa sur de Australia. La decisión contrasta con la de seguir adelante con el proyecto denominado <i>Mad Dog 2</i> en el Golfo de México. Éste es extensión de otro ya iniciado y el costo estimado para su desarrollo se ha abatido de una estimación inicial de Dls 20,000 millones a sólo Dls 9,000 millones. Como dijo Bob Dudley, el CEO de BP, ‘las inversiones están de regreso, pero sólo se canalizarán a los mejores proyectos’.</p>	<p>ROYAL DUTCH SHELL</p> <p>Andy Brown, director para negocios <i>upstream</i>, dijo que la exploración costa afuera todavía puede ser competitiva en el supuesto de que los costos sean rigurosamente controlados. Agregó que el precio para tornar factibles algunos de los proyectos en aguas profundas del grupo se había reducido de 70 a 45 dólares por barril.</p> <p>HESS CORPORATION</p> <p>John Hess, CEO de una de las mayores petroleras independientes de EUA, señaló que ‘los precios tienen que situarse entre 60 y 80 Dls/b para que las inversiones resurjan en realidad’. ‘Si 100 Dls era demasiado alto para el mundo, 50 es demasiado poco para la industria. Hay que situarse en medio.’</p>
<p>Andrew Ward et al, “Oil producers optimistic that the slump is over”, <i>Financial Times</i>, octubre de 2016: www.app.ft.com/cms/s/deb73a56-9696-11e6-a80e-bcd69.html</p>		

La marcha de las cotizaciones

El comportamiento de las cotizaciones de los crudos marcadores (y de la mezcla mexicana de exportación) en los primeros diez meses de 2016 ha sido volátil, por no decir errática, y, como se muestra en el cuadro siguiente, ha seguido tres episodios claramente marcados y definidos en el tiempo.

Cotizaciones en Dls/b	Brent	WTI	OPEP	MME
Máxima del actual ciclo (19 o 20 Jun14)	115.06	107.26	110.48	102.41
Mínima del actual ciclo (20 de enero 2016)	27.88	26.55	22.48	18.90
Cierre de enero 2016 (viernes 29)	34.70	33.62	31.58	25.53
Cierre de febrero 2016 (lunes 29)	35.97	33.75	30.13	27.14



Cierre de marzo 2016 (jueves 31)	39.60	38.34	34.33	30.75
Máxima previa a Doha (12 o 13 Abr)	44.89	42.17	38.62	33.50
Cierre de abril 2016 (viernes 29)	48.13	44.78	42.47	37.58
Cierre de mayo 2016 (martes 31)	49.69	49.10	45.15	40.26
Cierre de junio de 2016 (jueves 30)	49.68	48.33	46.27	41.00
Cierre de julio de 2016 (viernes 29)	41.80	39.51	36.29	33.62
Cierre de agosto de 2016 (miércoles 31)	47.16	43.30	43.10	35.24
Tras la decisión de OPEP (29 septiembre)	49.24	47.83	44.34	39.69
Cierre de septiembre de 2016 (viernes 30)	49.06	48.24	44.63	39.83
Máxima hasta ahora en 2016 (10 o 19 Oct)	53.14	51.60	49.06	42.86
Dato más reciente (24 de octubre de 2016)	51.56	50.52	48.15	41.62

FUENTE: Brent, WTI y MME – Servicio Geológico Mexicano: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos/695-seguimiento-precio-del-petroleo-mezcla-mexicana-mme-datos.html>; OPEP – Organization of Petroleum Exporting Countries: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.h

- Al comienzo del año, hacia la tercera semana de enero, las cotizaciones tocaron su nivel mínimo en el actual ciclo: tras perder—a partir de su nivel máximo de junio de 2014—alrededor de dos tercios para el cierre de 2015 sumaron una pérdida adicional de 6 puntos porcentuales en las primeras jornadas de mercado de 2016.
- A mediados de febrero, tres exportadores—Qatar, Rusia y Venezuela—anunciaron un acuerdo en principio para congelar la producción en el nivel alcanzado en enero, condicionado a que otros exportadores se sumaran al mismo. La reacción del mercado fue inmediata: al cierre de febrero las cotizaciones de los crudos marcadores excedían entre 7 y 8 dólares los mínimos de enero.
- Como se sabe, la reunión de Doha, realizada a mediados de abril, terminó en un fiasco. No se formalizó acuerdo alguno. Sin embargo, el fortalecimiento de las cotizaciones en general se mantuvo hasta mediados del año, cuando comenzaron a erosionarse: al cierre de julio eran inferiores en alrededor de ocho dólares, en promedio, a las correspondientes a mayo y junio y se situaban alrededor o por debajo de los 40 Dls/b.
- A principios de agosto la OPEP anunció que celebraría consultas con algunos otros países exportadores el mes siguiente, al margen de una reunión internacional de la industria programada en Argel. Esta expectativa, a pesar de la memoria del fiasco de Doha meses antes, provocó una fuerte reacción positiva de las cotizaciones.



- Esta fortaleza se mantuvo, con altibajos, hasta la realización misma de las consultas, que culminaron en una conferencia formal de la OPEP y—como se ha visto—en el anuncio de un acuerdo de limitación de oferta, cuyos detalles se negociarán y definirán antes de la próxima conferencia regular de la OPEP a fines de noviembre.
- Tras estos anuncios, las cotizaciones alcanzaron su máximo del presente año a mediados de octubre, alcanzando o superando la cota de los 50 Dls/b.

CUADRO 1 — PRECIO DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: SEPTIEMBRE DE 2015 Y 2016 (Dls por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dls)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación		
	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016
Septiembre	49.56	-4.59	45.45	45.41	2.11	43.16	47.80	-1.54	42.04	41.30	-1.87	36.21
1	50.50	0.94	46.83	46.25	0.84	44.44	45.56	1.28	41.51	40.67	-0.53	36.82
2	50.68	0.18	-	46.75	0.50	-	47.40	-	43.57	42.34	2.06	1.67
3 / 5	49.61	-1.07	47.26	46.05	-0.70	44.83	46.83	0.39	42.75	41.11	-0.76	37.24
4 / 6	49.61	0	47.98	46.05	0	45.50	45.59	0.67	43.18	40.30	0.43	37.81
7	49.52	-0.09	49.99	45.94	-0.09	47.62	45.38	2.12	44.61	40.30	1.43	39.79
8	47.58	-1.94	48.01	44.15	-1.79	45.88	45.96	-1.74	44.55	39.50	-0.06	39.02
9	48.89	1.31	48.32	45.92	1.77	46.29	44.83	0.41	44.53	39.55	-0.02	0.05
10 / 12	48.14	-0.75	47.10	44.63	-2.29	44.90	44.64	-0.19	42.91	39.55	-1.62	37.70
11 / 13	46.37	-1.77	45.85	44.00	-0.63	43.58	43.85	-1.32	42.56	37.96	-0.36	37.07
14	46.63	0.26	46.59	44.59	0.59	43.91	43.13	0.33	41.67	37.93	-0.89	37.10
15	46.61	-0.02	45.77	47.15	2.56	43.03	44.57	1.44	41.74	37.93	0.07	36.66
16	49.08	2.27	45.95	46.90	-0.25	43.30	45.10	0.53	42.09	39.83	0.35	37.07
17 / 19	47.70	1.32	45.88	44.68	-2.22	43.44	44.34	-0.76	41.55	38.59	-0.54	36.75
18 / 20	48.92	1.22	46.86	46.68	2.00	45.34	43.81	-0.83	42.54	39.07	0.99	37.87
21	49.08	0.16	47.65	45.83	-0.85	46.32	43.84	0.03	43.27	38.82	0.73	36.67
22	47.75	-1.33	45.89	44.48	-1.35	44.48	44.69	0.85	42.89	38.91	-0.38	37.90
23	48.17	0.42	47.35	44.91	0.43	45.93	44.48	-0.21	42.16	-	-0.73	38.15
24 / 26	48.60	0.43	45.97	45.70	0.79	44.67	43.76	-1.26	42.30	38.87	0.14	37.04
25 / 27	47.34	-1.26	48.69	44.73	-0.97	47.05	43.54	2.38	42.21	37.96	-0.09	37.77
28	48.23	0.89	49.24	45.23	0.50	47.83	43.51	-0.03	44.34	38.53	2.13	39.69
29	48.37	0.14	49.06	45.09	-0.14	48.24	43.58	0.07	44.63	38.50	0.29	39.83
30												

Las diferencias absolutas (+ o -) se calculan contra el lapso comparable inmediato anterior: día o mes.

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (portalweb.sgm.gob.mx) y OPEP, "OPEC Basket Price" (http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm)

CUADRO 2 — PRECIO DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: PARCIAL DE OCTUBRE DE 2015 Y 2016 (Dls por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dis)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación		
	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016	2015	+ o -	2016
Octubre	47.69	-0.68	50.89	44.74	-0.35	48.81	44.48	-0.10	46.65	39.03	0.53	39.71
1 / 3	48.13	0.44	50.87	45.54	-0.20	48.69	43.82	-0.66	46.72	38.76	-0.27	40.15
2 / 4	49.25	1.12	51.86	46.26	0.72	49.83	44.95	1.13	47.75	40.23	1.47	41.12
5	51.92	2.67	52.51	48.53	2.27	50.44	46.08	1.13	47.86	41.95	1.72	41.65
6	51.33	-0.59	51.93	47.81	-0.72	49.81	48.24	2.16	48.58	42.20	0.25	41.86
7	53.05	1.68	53.14	49.43	1.62	51.35	48.10	-0.14	48.31	43.10	0.90	42.50
8 / 10	52.65	-0.40	52.41	49.63	0.20	50.79	48.79	0.69	48.81	43.06	-0.04	42.02
9 / 11	49.86	-2.79	51.81	47.10	-2.53	50.18	47.97	-0.82	48.68	41.52	-1.54	41.50
12	49.24	-0.62	52.03	46.66	-0.44	50.44	46.00	-1.97	48.07	40.40	-1.12	41.47
13	49.15	-0.09	51.95	46.64	-0.02	50.35	45.21	-0.79	48.63	39.79	-0.61	41.57
14	48.71	-0.44	51.52	46.48	-0.16	49.94	45.05	-0.16	48.22	39.63	-0.16	41.39
15 / 17	50.46	1.75	51.68	47.26	0.78	50.29	45.71	0.66	48.24	40.27	0.64	41.58
16 / 18	48.60	-1.86	52.67	45.89	-1.37	51.60	44.92	-0.79	49.06	39.01	-1.28	42.86
19	48.71	0.11	51.38	45.55	-0.44	50.43	43.87	-1.05	48.51	38.68	-0.33	41.81
20	47.85	-0.86	51.78	45.20	-0.35	50.85	43.67	-0.20	48.08	38.18	-0.50	41.89
21	48.08	0.23	51.46	45.38	0.18	50.52	43.44	-0.23	48.15	38.09	-0.09	41.62
22 / 24												

Las diferencias absolutas (+ o -) se calculan contra el lapso comparable inmediato anterior: día o mes.

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (portalweb.sgm.gob.mx) y OPEP, "OPEC Basket Price" (http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm)