



Mercado Petrolero mundial: Estrategia Saudita y regulación de exportaciones en EUA

*Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía*

22 de septiembre de 2015

¿PUEDE PROCLAMARSE EL TRIUNFO DE LA ESTRATEGIA SAUDITA?

Las fluctuaciones a la baja de los precios internacionales del crudo continuaron a lo largo de agosto, como ya se preveía.⁽¹⁾ En la jornada del lunes 24 tocaron sus niveles más bajos en seis años: el Brent cerró en 42.69 dls/b y el promedio de los crudos del Mar del Norte fue de 41.83 dls/b; del otro lado del Atlántico, el WTI cayó a 38.24 dls/b y el mercado para entrega en un mes cerró en 38.09 dls/b; por su parte, la mezcla mexicana de exportación se situó en 33.71 dls/b. El precio de la canasta de crudos de la OPEP alcanzó ese mínimo en la jornada siguiente: 40.47 dls/b y el crudo Dubai, que algunos análisis usan como marcador de la OPEP, había llegado a un mínimo de 42.11 dls/b el día anterior. Agosto, en su conjunto, registró los precios medios mensuales del crudo más bajos desde abril de 2009. Comparadas con los niveles máximos de julio de 2007 (Brent: 134.02, WTI: 133.52 y MME: 120.25), la cotizaciones medias de agosto de 2015 equivalen a 31.9% en el caso del Brent; 28.6% en el del WTI, y 28% en el de la MME. En otras palabras, ahora el Brent vale algo menos de un tercio y el WTI y la MME apenas algo más de un cuarta parte que a mediados de 2007.

Es claro que no todo este monumental desplome puede atribuirse a la llamada 'estrategia saudita' que sólo entró en operación a finales de 2014. En los últimos diez años, los precios del petróleo sufrieron primero el impacto de la Gran Recesión, desde el otoño de 2007, que los llevó a niveles no muy superiores a los actuales hacia finales de 2008 y principios de 2009. Vino después un quinquenio de fluctuaciones con una clara tendencia al alza, que se mantuvo hasta el otoño de 2014. El primer de estos colapsos (verano de 2007 a otoño de 2009) se originó sobre todo en la contracción de la demanda provocada por la caída en la actividad



económica mundial, especialmente severa en algunos países importadores netos de crudo. El segundo colapso (iniciado en el otoño de 2014 y que no se puede aún dar por concluido) se originó sobre todo en el persistente excedente de oferta, que se ha mantenido precisamente por la ‘estrategia saudita’: no reducir los niveles de producción de la OPEP, a pesar de la caída de las cotizaciones, a fin de provocar la salida del mercado de los crudos de más alto costo de producción, en especial el crudo no convencional (tight o shale oil) de Estados Unidos, que había aportado la mayor parte del aumento de la oferta en el presente decenio. En otras palabras, desde finales de 2014 la OPEP —y, dentro de ella, Arabia Saudita— dejó de actuar como ‘productor marginal’ (swing producer), aquél que reduce o aumenta su oferta para mantener niveles de precios más o menos estables. Como también se ha dicho en los medios, la OPEP —y Arabia Saudita— decidió defender su participación en el mercado, erosionada por la entrada de nuevos oferentes, en especial los productores no convencionales estadounidenses, sin importarle el sacrificio de los niveles de precios.

En su informe mensual sobre el mercado petrolero correspondiente a septiembre, la Agencia Internacional de Energía incluyó el siguiente párrafo:

“La gran novedad de este mes es la relativa al estrechamiento de la oferta, centrado en los productores no-OPEP. El colapso de los precios del petróleo está provocando el cierre de la producción de alto costo, desde Eagle Ford en Texas hasta Rusia y el Mar del Norte, que puede resultar en la reducción, el año próximo, de alrededor de medio millón de barriles diarios—la mayor declinación en 24 años. [...] el ambiente de precios deprimidos fuerza al mercado a comportarse como debería hacerlo ante tal situación: retirando producción y elevando demanda. Es probable que la producción de Estados Unidos resienta primero una caída de precios que ya ha abatido a la mitad el valor del Brent. Después de alcanzar un aumento récord de 1.7 Mbd en 2014, el actual desplome de precios puede frenar en seco el alza de la producción estadounidense. Ya se ha iniciado una fuerte declinación, con la caída de las adiciones anuales a la producción desde más de 1 Mbd a principios de 2015 a alrededor de la mitad de ese monto en julio. Un análisis riguroso de nuestros datos indica que la oferta estadounidense de crudo no convencional—el motor del crecimiento de la producción de petróleo de ese país—puede abatirse en cerca de 400 mbd, al generalizarse el abatimiento de la perforación y terminación de pozos.”⁽²⁾

La lectura generalizada de este análisis de la Agencia fue que el mismo proclamaba la victoria de la ‘estrategia saudita’: la brutal reducción de los precios del crudo



comenzaba a expulsar del mercado porciones importantes de la oferta proveniente de los productores de más alto costo, en especial los productores estadounidenses de crudo no convencional. Tómese como ejemplo la información sobre el reporte mensual de la AIE presentado por el *Financial Times*, que señala:

“La producción estadounidense de *shale oil* sufrirá una drástica reducción el año próximo, como resultado del colapso en los precios del crudo, señaló el viernes [11 de septiembre] el principal analista petrolero del mundo. Esta perspectiva muestra que empieza a tener éxito el intento de Arabia Saudita de expulsar del mercado a los productores de alto costo. [...] el esfuerzo de la OPEP para ‘defender su participación en el mercado, más que el precio, parece estar alcanzando el efecto esperado’.”⁽³⁾

Al resumir el reporte de septiembre de la AIE, los editores del *Oil and Gas Journal*, uno de los órganos más prestigiados de la prensa especializada, se abstienen de relacionarla con la ‘estrategia saudita’. Subrayan, sin embargo, que “la producción no-OPEP declinó en 350 mbd en agosto, para situarse en un total de 58.16 Mbd. ‘La declinación fue encabezada por Estados Unidos, que, de acuerdo a información preliminar, registra caídas aceleradas respecto de los máximos recientes, en tanto que los volúmenes producidos en el Mar del Norte se vieron afectados por operaciones estacionales de mantenimiento de campos’.”⁽⁴⁾

Conviene recordar que probablemente la primera declaración de que la ‘estrategia saudita’, al menos en un primer momento, estaba resultando exitosa fue formulada en mayo del año en curso, por un funcionario saudita no identificado, que, de acuerdo a la prensa internacional del momento, declaró: “No hay duda alguna de que la caída de los precios [respecto de los niveles superiores a 100 Dls/b] ha reducido las inversiones en petróleo costoso, sobre todo el *shale* de Estados Unidos, el de aguas ultraprofundas y los aceites pesados.” Lo anterior, agregó, que, gracias a ello, “el reino había recuperado su posición como actor dominante en el mundo del petróleo y principal exportador de crudo.”⁽⁵⁾

Cabría señalar que, al iniciarse el otoño de 2015, estas interpretaciones de éxito de la ‘estrategia saudita’ siguen siendo tan prematuras como lo fueron en mayo, cuando se produjo la primera. Para sustanciarlas se requeriría de un período suficiente de equilibrio en el mercado —ahora lejano por las enormes existencias acumuladas, la perspectiva de retorno de la oferta de Irán y la debilidad relativa de la demanda ante un panorama de crecimiento económico lento o desacelerado en buen número de los principales importadores de crudo— y de estabilidad y predictibilidad de las cotizaciones. Quizá la ‘estrategia saudita’ tenga éxito, pero es muy pronto para afirmarlo.



EL IMPACTO SOBRE LAS CORPORACIONES SEGÚN MOODY'S

La agencia calificadora Moody's había dado a conocer, desde agosto, una estimación de continuada baja de los precios internacionales del crudo en el resto de 2015 y a lo largo de 2016. *In nuce*, la previsión indica que los precios promedio para 2015 serán inferiores en 5 dls/b a la anterior previsión: 55 dls/b el Brent y 50 dls/b el WTI. Estos promedios anuales implican que en el segundo semestre los precios medios serán de 52 y 47 dls/b, respectivamente. Para los próximos dos años, las previsiones de Moody's para los precios promedio del Brent y del WTI, en dls/b, son los siguientes: 2016: 57 y 52; 2017: 65 y 60. La previsión supone un cierto incremento de la demanda, pero insuficiente para mantener el paso con una producción rápidamente creciente, el reingreso próximo a los mercados de los suministros de Irán y la continuada acumulación de inventarios. "Aunque el número de pozos activos en Estados Unidos ha caído en cerca de la mitad, esta baja ha sido compensada por un notable aumento de la producción media por pozo. Además, tanto Arabia Saudita como Rusia han elevado su producción a niveles récord desde principios de los noventa." En consecuencia, Moody's no espera reducciones importantes de la oferta sino, en todo caso, hacia finales de 2015, "cuando los efectos de los cortes de inversión implementados este año conduzcan a que la nueva producción no compense las declinaciones registradas y cuando la menor rentabilidad conduzca al cierre de la producción no económica en un número creciente de campos".⁽⁶⁾

Con base en las corporaciones petroleras que Moody's califica (ExxonMobil, Chevron, Royal Dutch Shell, Total, Statoil, BG Energy Holdings, Eni y Repsol), espera que las condiciones fundamentales para la actividad de las corporaciones petroleras integradas continúen deteriorándose a lo largo, por lo menos, de la mayor parte de 2016. La agencia espera que los EBTIDA (ganancias antes de impuestos, intereses, depreciación y amortización) de esas corporaciones se contraigan en alrededor de 20% en el año en curso y que su recuperación ya bien entrado 2016 no alcance a compensar esa caída.

Esta expectativa se base en la declinación esperada de las ventas y del flujo de caja y en un perfil negativo del flujo de caja libre para el conjunto de la industria en 2015, mismo que seguirá siendo negativo el año siguiente (el 'flujo de caja libre' es la diferencia entre el flujo de caja de las operaciones y las inversiones). En 2014 se observó un flujo de caja libre negativo en Dls 24,000 millones y la previsión de Moody's para el conjunto de 2015 es de Dls 80,000 millones. En 2016, el flujo de caja libre resultaría negativo, dados los supuestos de precios, en alrededor de Dls 55,000 millones. Todo lo anterior llevó a la calificadora a otorgar un grado de inversión negativo a la industria integrada de petróleo y gas, "pues los fundamentales para el negocio continuarán siendo negativos durante los próximos doce a dieciocho meses".⁽⁷⁾



Otros elementos a destacar del análisis de Moody's son los siguientes: a) las reducciones en los gastos de capital de las corporaciones petroleras integradas, que en 2015 se situaron en el rango de 10 a 20 por ciento, podrían ser mayores en 2016; b) las corporaciones continuarán acudiendo a los recortes de gastos, reducciones de costos de operación y venta de activos para paliar el impacto de los menores precios. Las reducciones de costos se han logrado a través del recorte de los gastos y la reducción de la capacidad excedente en perforación y otros servicios. “Los grandes operadores han renegociado y cancelado contratos de perforación, mejorado la administración de la cadena de suministros y a través de la estandarización del diseño de proyectos.” Las corporaciones petroleras que Moody's califica han realizado desinversiones (venta de activos) valuadas en más de Dls 35,000 millones en 2013 y 2014 y se espera que se eleven a entre Dls 40 y 60 mil millones en 2015 y 2016.

COMPORTAMIENTO DE PRECIOS Y MERCADOS EN AGOSTO – SEPTIEMBRE OPEP — se mantiene la tendencia a la baja⁽⁸⁾

Considerando las estimaciones recientes sobre el comportamiento de la economía mundial en el presente y próximos años, que apuntan hacia un balance de riesgos a la baja, se estima que, para el resto del año, el mayor estímulo a la demanda mundial de crudo seguirá proviniendo del deprimido nivel de los precios del crudo, que pueden dar lugar a un alza de hasta 1.5 Mbd respecto de estimaciones anteriores. “A pesar de la moderación del ritmo de crecimiento económico, el comportamiento de la demanda de petróleo en los principales países consumidores ha sido mejor que lo esperado”, debido sobre todo a la continuidad de los bajos precios. Podría, así, configurarse una tendencia hacia un mejor balance de los fundamentales del mercado petrolero, pero habrá que esperar un tanto antes de proclamar que esta tendencia se consolida.

El precio de la canasta de crudos de la OPEP (integrada por 12 aceites, provenientes de casi todos los países miembros) registró en agosto su tercera caída mensual consecutiva, situándose a niveles similares a los de principios de año y cerrando en 45.46 dls/b, primera ocasión desde enero que se sitúa bajo la cota de Dls 50. La caída, respecto de julio, fue de Dls 8.73 (15%) y, respecto de agosto de 2014, de Dls 8.31 (13%). Estuvieron en juego factores fundamentales y no fundamentales, entre los que predominaron el continuado excedente de oferta en el mercado y la desaceleración mayor que la esperada de la economía de China. También contribuyeron el fuerte incremento de los inventarios de crudo; los aumentos en la



producción de petrolíferos, previos a la temporada de operaciones de mantenimiento en refinerías, y el fuerte coletazo de las turbulencias en las bolsas de valores.

En la primera decena de septiembre continuó la declinación. Al cierre del 11 de septiembre había perdido 0.82 dls/b sobre la media de agosto.

AIE — puede vislumbrarse un mejor balance en el mercado⁽⁹⁾

La AIE espera que la oferta de crudo no-OPEP empiece a declinar en el cuarto trimestre de 2015 (con reducción del orden de 250 mbd) y siga a la baja en los cuatro trimestres de 2016 (1T -350 mbd; 2T -600 mbd; 3T -550 mbd, y 4T -150 mbd) y señala que alrededor de cuatro quintas partes de la reducción provendrán de la menor oferta de petróleo shale estadounidense. Será este comportamiento a la baja de la oferta, con los esperados aumentos en la demanda, los que pueden conducir, a medio plazo, al balance del mercado. Además, la AIE destaca:

- Los precios internacionales del petróleo cayeron en agosto a niveles mínimos en seis años, tanto por el exceso de oferta como por el empeoramiento de la perspectiva de la economía china. En las primeras semanas de septiembre se agudizó la volatilidad de las cotizaciones con tendencia a la baja.
- En aguda diferencia con lo ocurrido en meses anteriores, en agosto se registró una caída del orden de 220 mbd en la producción de la OPEP, que se situó en 31.57 Mbd, todavía 1.2 Mbd por encima del nivel de 2014. La demanda por el crudo OPEP se estima en 31.3 Mbd, apenas 270 mbd por debajo de la oferta. Si la esperada contracción de la oferta no OPEP se materializa, el equilibrio del mercado parecería estar más o menos a la mano, excepto por el enorme crecimiento que han tenido los inventarios y la perspectiva de un aumento adicional de la oferta debido al retorno al mercado del crudo iraní.

Estimulada por la permanencia del bajo nivel de precios y por el relativo mejor comportamiento de la economía mundial, la AIE espera que la demanda mundial de crudo crezca en 1.7 Mbd en el conjunto de 2015 y en 1.6 Mbd adicionales el año próximo.



Cotizaciones de los crudos marcadores y de la mezcla mexicana

<i>Fecha / Dólares por barril</i>	<i>Brent (ICE)</i>	<i>WTI (NYMEX)</i>	<i>Mezcla mexicana de exportación</i>
Promedio anual 2014	99.37	92.84	87.63
Promedio 1er semestre 2014	108.83	100.83	95.10
Promedio 1er semestre de 2015	59.33	53.13	49.81
Promedio 2º trimestre 2014	109.76	103.00	97.09
Promedio 2º trimestre 2015	63.48	57.94	53.53
Promedio agosto 2014	103.40	96.08	90.80
Promedio agosto 2015	50.62	45.03	40.36
Promedio 1-15 de sep de 2014	99.80	93.38	90.34
Promedio 1-15 de sep de 2015	48.89	45.66	40.31
1 de septiembre	49.56	45.41	41.30
2 de septiembre	50.50	46.25	40.66
3 de septiembre	50.68	46.75	42.37
4 de septiembre	49.61	46.05	41.11
7 de septiembre	49.61	46.05	40.30
8 de septiembre	50.41	45.94	40.30
9 de septiembre	47.58	44.15	39.50
10 de septiembre	48.49	45.92	39.55
11 de septiembre	48.14	44.63	n.d
14 de septiembre	46.37	44.00	37.69
15 de septiembre	46.81	47.15	40.31

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (www.portalweb.sgm.gob.mx).

Se abandonan nuevos proyectos de inversión petrolera

En una nota de prensa dada a conocer el 21 de septiembre, la empresa de consultoría Wood Mackenzie presenta la estimación de que, con niveles de precios del orden de 50 dls/b, “resultan no económicos nuevos proyectos petroleros, tanto en zonas convencionales como en campos no convencionales de Norteamérica, por recursos no comprometidos estimados en 1.5 billones de dólares”.⁽¹⁰⁾ Hasta ahora, los operadores han buscado reducciones de los costos de los proyectos entre 20 y 30 por ciento y, mediante reducciones en los pagos por servicios, han conseguido recortes de entre 10 y 15 por ciento, como media. En estas condiciones, para asegurar la viabilidad económica de los proyectos, es necesario que los operadores



consideren también la optimización de los proyectos y encuentren formas más eficientes para relacionarse con los proveedores de servicios.

“En la medida en que la industria extractiva responde ante los precios bajos del petróleo—manifestó uno de los ejecutivos de la consultora—las inversiones se contraerán en alrededor de Dls 220 mil millones en 2015 y 2016, en relación a las proyecciones elaboradas antes del colapso de los precios. Además de la menor actividad en campos en tierra firme en Norteamérica, un total de 46 proyectos han sido diferidos a causa de la caída de precios. Consideramos que hasta un total de Dls 1.5 billones en gasto de inversión destinado a nuevos proyectos, ya estudiados, en yacimientos convencionales y yacimientos de lutitas en Estados Unidos no podrán financiarse o, dicho más claramente, resultarán no económicos con precios del petróleo de 50 dls/b. Esos proyectos están en zona de riesgo.”

Por otra parte, mientras que la industria internacional de servicios petroleros tiene capacidad para manejar entre 40 y 50 nuevos proyectos por año. WMc estima que “sólo seis nuevos proyectos se echen a andar en 2015 y alrededor de 10 en 2016”. Lo anterior significa diferir proyectos de explotación de reservas del orden de los 20,000 millones de barriles, monto equivalente a las reservas probadas de México.

“Para inducir cambios estructurales en los costos de la industria se requeriría un periodo prolongado de bajos precios que se extienda por cierto número de años. Esto es improbable. Estimamos que los precios del petróleo comenzarán a recuperarse en 2017 y nos parece real el peligro de que reaparezcan las presiones inflacionarias de costos. La clave para conseguir prácticas más eficientes se encuentra en una cooperación más sólida entre operadores y compañías de servicios. Es probable que los ganadores se encuentren entre los operadores con una amplia cartera de proyectos ejecutables a corto plazo que puedan aprovechar las reducciones de costos que se están produciendo en 2015/16.”

Entre los proyectos afectados se mencionan la extensión de “Mad Dog” de BP en el Golfo de México, “Domino” de Exxon-Mobil en Rumania y el gigantesco desarrollo “Browse” de gas natural licuado de Woodside Petroleum en Australia.

Por su parte, un analista de Morgan Stanley hace notar que la reacción de la industria recuerda la que se registró en el colapso de 1986, hace casi treinta años, cuando Arabia Saudita provocó una caída de precios al tratar de ampliar su participación en el mercado. “Entonces, como ahora, en la medida en que las corporaciones petroleras redujeron gastos, se redujo la fuerza de trabajo en la industria y se vinieron abajo los costos a lo largo de la cadena de suministros. Las grandes empresas ampliaron



su flujo de caja y estuvieron a tiempo para satisfacer la demanda de dividendos de sus accionistas. La demanda de petróleo se recuperó, se redujo el crecimiento de la oferta no-OPEP y se produjo el rebalanceamiento del mercado”.⁽¹¹⁾

Las situaciones de 1986 y 2016 guardan importantes similitudes del lado de la demanda. Del otro lado, en cambio, son diferentes: Arabia Saudita y la OPEP ya no controlan la oferta mundial de crudo de exportación.

Las exportaciones petroleras directas de Kurdistán, en Irak

Según la crónica del *Financial Times*,⁽¹²⁾ en algún momento de 2014 una corte de Texas escuchó una disputa sobre un embarque de crudo iraquí que el gobierno regional del Kurdistán quería vender directamente a su cliente estadounidense. Fue un experimento fallido, pero en los doce meses siguientes el gobierno kurdo ha tratado de extender los límites de su autonomía para cubrir una serie de operaciones independientes de exportaciones directas de crudo.

Algunos de los mayores comercializadores internacionales de crudo, como Trifigura y Vitol, han entregado cientos de millones de dólares a la autoridad regional kurda para asegurarse la opción de manejar en forma directa embarques de crudo de la región kurda, que se entrega a refinerías de Israel, Italia, Francia y otros países.

Se estima que, entre mayo y septiembre de 2015, alrededor de 40 millones de barriles de crudo del Kurdistán han salido directamente del puerto turco de Ceyhan, donde llegan por ducto desde las áreas productoras. Este volumen equivale aproximadamente a 450 mbd—una corriente nada despreciable que ha contribuido a financiar las acciones bélicas contra el Estado Islámico en esa zona. Son precisamente las acciones contra ISIS las que, aparentemente, han impedido al gobierno central de Irak reaccionar más oportuna y eficazmente contra esta triangulación.

Una estadística citada en el reportaje muestra que las exportaciones directas de crudo del Kurdistán iraquí se han destinado, a partir de mayo, a Israel (37%), Chipre (17%), Italia (17%), Turquía (9%), Grecia (7%) y otros destinos (12%).

Toda la operación está envuelta en la opacidad. Se entiende que las autoridades kurdas aceptan fuertes descuentos en sus ventas directas, pero prefieren recibir estos flujos que depender de las transferencias del gobierno central, cuando menos inciertas.



EL DEBATE SOBRE LAS EXPORTACIONES DE CRUDO DE ESTADOS UNIDOS

Se ha extendido por largo tiempo el debate en Estados Unidos acerca de si debe levantarse la “prohibición” que, desde los años setenta del siglo pasado “impide” las exportaciones de crudo del país.⁽¹³⁾ De entrada, debe aclararse, ante el uso repetido de la expresión “crude oil export ban” (prohibición de las exportaciones de crudo), que tal prohibición no existe. Existe un régimen de licencia previa aplicable a la mayor parte de las ventas al exterior de crudo extraído en EUA. Originada en un tiempo en que la seguridad de suministros recibía la más alta prioridad, en el que la dependencia estadounidense respecto del petróleo importado alcanzó sus mayores niveles y en el que la OPEP controlaba una proporción muy alta de la oferta global de crudo de exportación; y estando reciente la memoria de embargos temporales de exportaciones dictados por motivaciones políticas, nadie desconoce que las circunstancias que determinaron el establecimiento del régimen han cambiado de forma radical: la oferta internacional de petróleo es abundante, ha aumentado el número de exportadores, y el petróleo ha disminuido en alguna medida su participación en la mezcla energética global. El uso del petróleo como arma política, que tanto se censuró a los países exportadores árabes el siglo pasado, ahora se practica por, entre otros, Estados Unidos y la Unión Europea—como en el caso de las sanciones unilaterales a Irán.

Para señalarlo de manera simplificada, en Estados Unidos el debate opone, por una parte, a los círculos de la industria petrolera y del Partido Republicano, que proponen abrir las ventas al exterior de crudo para, según dicen, favorecer el crecimiento de la industria, con, por otra, el gobierno demócrata, los segmentos de opinión ambientalistas y otros partidarios de una transición hacia las energías renovables, que abata la participación del petróleo y otros combustibles fósiles tanto en el país como en el mundo.

Con la entrada en funciones del nuevo Congreso, el debate se ha trasladado, en las últimas semanas, al legislativo y, en particular, a la Cámara de Representantes. En la primera parte de septiembre, representantes republicanos presentaron una iniciativa de ley, identificada como HR702, para eliminar la prohibición de exportaciones de crudo. Inicialmente, el Subcomité de Energía y Electricidad de la Cámara aprobó el proyecto mediante un voto a mano alzada. Enseguida, el 17 de septiembre, el Comité de Energía y Comercio aprobó el proyecto, por 31 votos contra 19, e incorporó una enmienda, propuesta por los demócratas, que faculta al Presidente a detener las exportaciones cuando considere que son contrarias al interés nacional o ponen en riesgo la seguridad nacional o económica del país.



A través de su secretario de Prensa, Josh Earnest, la Casa Blanca manifestó que la Presidencia no apoyaría el proyecto de ley por considerar que la licencia previa para exportar crudo es una cuestión de orden administrativo que corresponde resolver al Departamento de Comercio. Por esta razón, agregó, “no apoyaremos la legislación propuesta por los republicanos”. De inmediato, el líder de la mayoría republicana en la Cámara, Kevin Mc Carthy (R, Cal), expresó: “Si hay un momento adecuado para levantar la prohibición, ese momento es ahora.” Earnest le respondió haciendo notar que lo que podría proponerse al Congreso “es terminar con los subsidios, por miles de millones de dólares, de los que gozan las compañías de petróleo y gas de Estados Unidos, y dedicar esos recursos a asegurar el éxito a largo plazo de nuestra economía y del sector de energía de este país, realizando inversiones importantes en, por ejemplo, energía eólica y energía solar—inversiones que las propias corporaciones petroleras mismas proclaman estar realizando”.

Después, menudearon las reacciones negativas. Por ejemplo. El American Petroleum Institute (API), principal portavoz de la industria, señaló, por voz de su presidente, Jack N Gerard, que “el gobierno enfrenta la oportunidad de demostrar liderazgo, abriendo la puerta a las exportaciones estadounidenses [de petróleo], lo que daría lugar a la creación de nuevos empleos, ayudaría a las familias estadounidenses y fortalecería la posición del país como superpotencia energética”. “Los legisladores tienen razón al preguntarse —agregó— por qué los productores de Estados Unidos no pueden tener el mismo acceso a los mercados globales que la administración Obama va a conceder a Irán.” En efecto, el presidente del Comité de Energía y Comercio, Fred Upton (R, Mass) había declarado: “Me decepciona que la Casa Blanca haya manifestado oposición al levantamiento de la prohibición a [las exportaciones de] petróleo crudo cuando gran número de autorizados estudios han concluido que el precio [interno] de la gasolina en realidad disminuiría con el retiro de la prohibición. Son muchos los que se preguntan por qué a los iraníes se les permite exportar crudo y son sólo los estadounidenses los que lo tienen prohibido.” Es evidente que comparar la regulación de las exportaciones de crudo de EUA, una decisión nacional orientada a garantizar la seguridad de suministros, con las sanciones impuestas unilateralmente a Irán por EUA y la Unión Europea que afectan a los importadores de crudo iraní carece por completo de sentido. Es un recurso demagógico, como tantos otros que se escuchan en el actual ambiente político de Estados Unidos.

Los argumentos más socorridos por los proponentes del término de la prohibición de exportaciones estadounidenses de crudo son los referidos a su influencia sobre los niveles de precios internos de los petrolíferos, en especial la gasolina, en Estados Unidos —con el argumento de que se daría lugar a una importante reducción de



los precios y los consecuentes beneficios a los consumidores y a la industria, por el aumento del consumo que se derivaría de los menores precios— y sobre el diferencial de las cotizaciones entre el Brent y el WTI en los mercados petroleros internacionales —alegando que reduciría o eliminaría el diferencial que coloca la cotización del Brent alrededor de 6 dls/b por encima de la del WTI, si bien este diferencial es muy volátil. De hecho, la diferencia promedio en el primer semestre de 2014 fue de 8 dls/b a favor del Brent y en igual período de 2015 se situó en 6.2 dls/b. Más recientemente, el diferencial se ha tornado más estrecho y volátil, como muestra el cuadro mensual de cotizaciones (p 5). En septiembre de 2015, con diferenciales de entre 2.30 y 4.47 dls/b, se registró el hecho insólito de que, en la jornada del 15 de septiembre, el diferencial de 0.34 dls/b fue a favor del WTI.

A petición de algunos legisladores, la Administración de Información sobre Energía (EIA) de Estados Unidos dio a conocer, el 1 de septiembre, un amplio y detallado análisis de los posibles efectos de remover las restricciones en vigor a las exportaciones de petróleo crudo de Estados Unidos.⁽¹⁴⁾ Por principio de cuentas, se aclara que no se trata, en realidad de una prohibición, sino de un sistema de licencias: si bien la exportación de petrolíferos (incluyendo consensados procedentes de torres de destilación) es ilimitada, la de crudo requiere de licencia previa. Éstas se conceden de manera automática en los siguientes casos: a) exportaciones a Canadá destinadas al consumo en ese país; exportaciones de la cuenca norte de Alaska (Alaska North Slope crude – ANS); reexportaciones de crudo procedente del exterior, y algunas exportaciones de crudos de California. En enero-mayo de 2015, las exportaciones de crudo de EUA promediaron 491 mbd, monto al que hay que añadir 84 mbd de condensados procesados. Adviértase que exportaciones del orden de medio millón de barriles diarios reservan para EUA una posición entre los veinte principales exportadores mundiales.

De acuerdo con el estudio de la EIA, los principales efectos de aligerar o eliminar el régimen de licencias para las exportaciones de crudo de Estados Unidos —que dependen del nivel futuro de producción total, convencional y no convencional, el que, a su vez, depende de la localización y la naturaleza de los recursos, de las tecnologías disponibles y de los niveles de precios prevalecientes— serían las siguientes:

- Si se mantiene la actual política de licencias, la diferencia entre el Brent, considerado como crudo marcador de los aceites ligeros que se exportan por vías marítimas interoceánicas, y el WTI, se incrementaría a favor del primero a un rango superior a 10 dls/b si la producción de EUA alcanza o rebasa los 11.7 Mbd hacia 2025 y los precios se mantienen bajos.



- Si hay una marcada recuperación de los precios del petróleo y el gas, esa diferencia se ampliaría hasta los 15 dls/b.
- Independientemente de que se elimine o mantenga el régimen de licencias, si la producción de EUA se sitúa en promedio en 10.4 Mbd entre 2020 y 2025, la diferencia entre el Brent y el WTI se mantendría en alrededor de 6 dls/b.
- Si el régimen de licencias se elimina, en una situación en que la diferencia Brent-WTI es del rango 6-8 dls/b, se elevarían los precios a boca de pozo para los productores de EUA, lo que provocaría un aumento de la producción, del orden 380 mbd (3.2%) en el caso de precios bajos y de 470 mbd (3.5%) con precios elevados. La elevación de la producción resultaría más del aumento de precios que de la eliminación del régimen de licencias.
- Cualquier aumento de la producción de crudo de EUA que no es contrarrestado por menor producción en otras áreas se traduciría en un incremento de la oferta mundial de crudo, que presionaría a la baja los precios del petróleo a escala global.
- Si se elimina el régimen de licencias, los precios de los productos petrolíferos en EUA, incluyendo el precio de la gasolina, permanecerían sin cambio o experimentarían una leve reducción. Esos precios están más relacionados con las cotizaciones del Brent que con las del WTI, de suerte que si los precios del Brent caen más que los del WTI debido a la mayor oferta, no compensada, de crudo de EUA, podría haber un reflejo en precios ligeramente menores para los petrolíferos en EUA.
- En suma, si bien el mantenimiento o la eliminación del régimen de licencias no afectaría los precios internacionales o los reduciría modestamente, otros factores globales, independientes de ese régimen, determinarían en mucho mayor medida el crecimiento de la producción, los volúmenes de exportaciones e importaciones de hidrocarburos y los precios internos e internacionales del crudo y los petrolíferos en EUA.

Es evidente, entonces, que a diferencia del debate simplificado y en cierta medida falaz que se desenvuelve alrededor de la iniciativa republicana de eliminar—en el lenguaje utilizado por el Partido y los voceros de la industria— la prohibición a las exportaciones de crudo de Estados Unidos, una medida de esta naturaleza tendría consecuencias no desdeñables sobre la industria petrolera estadounidense y sobre el mercado petrolero internacional.

El colapso de los precios internacionales del crudo, que ha colocado contra la pared a los productores estadounidenses de aceite *shale* de alto costo, ha llevado a la industria y a sus aliados en el Partido Republicano a exagerar grandemente



las positivas consecuencias que se desprenderían de la eliminación del régimen de licencias de exportación —en niveles de producción, generación de empleos, reducción de precios internos de gasolina y otros derivados— que, como muestra el estudio de la EIA, son en gran medida inexistentes o muy modestas.

En un ambiente de oferta excedente, agregaría un elemento de presión a la baja de las cotizaciones internacionales del petróleo al abrir la opción de exportaciones adicionales de crudos ligeros, no convencionales, provenientes de Estados Unidos, independientemente de que dicha opción pueda, en realidad no ser significativa en términos de volumen y pueda demorar al menos un lustro en materializarse.

REFERENCIAS

- (1) Véase “La caída de los precios: otra vez en primer plano – Nota de pie”, *Memorándum 30 – El segundo desplome de los precios – agosto de 2015*, pp 4-5 (www.pued.unam.mx)
- (2) International Energy Agency, *Oil Market Report, “Highlights”*, 11 de septiembre de 2015 (www.iea.org).
- (3) Anjali Raval, “Cheap oil ‘slams brakes’ on U.S. shale oil production”, *Financial Times*, 11 de septiembre de 2015 (www.ft.com).
- (4) OGJ Editors, “IEA: Most recent OMR shows markets tightening”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 11 de septiembre de 2015 (www.ogj.com).
- (5) Véase “Tema del mes: ¿Ha tenido éxito la estrategia saudita?”, *Memorándum 27 – Recuperación de cotizaciones y de oferta – mayo de 2015*, pp 1-2 (www.pued.unam.mx)



- (6) OGJ Editors, “Moody’s trims crude oil price assumptions”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 7 de agosto de 2015 (www.ogj.com).
- (7) OGJ Editors, “Conditions seen worsening for majors until late 2016”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 16 de septiembre de 2015 (www.ogj.com).
- (8) Organization of Petroleum Producing Countries, *OPEC Monthly Oil Market Report*, 14 de septiembre de 2015, p 3-5 (www.opec.org).
- (9) International Energy Agency, *Oil Market Report*, “Highlights”, 11 de septiembre de 2015 (www.iea.org).
- (10) Véase Wood Mackenzie, “Upstream cut cost must go deeper to save projects”, News release, 21 de septiembre de 2015 (<http://www.woodmac.com/public/media-centre/12529325>).
- (11) Véase Christopher Adams, “Oil majors rein in spending amid waiting game with suppliers”, *Financial Times*, 26 de julio de 2015 (www.ft.com).
- (12) Véase Anjli Raval y David Sheppard, “Kurds defy Iraq to establish own oil sales”, *Financial Times*, 23 de agosto de 2015 (www.ft.com).
- (13) Esta nota se basa en diversas fuentes, entre ellas: Nick Snow, “White House not inclined to end export crude oil ban, official says”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 17 de septiembre de 2015 (www.ft.com), y Barney Jopson, “U.S. lawmakers to vote on oil exports curbs”, *Financial Times*, 15 de septiembre de 2015 (www.ft.com).
- (14) U. S. Energy Information Administration, *Effects of removing restrictions on U. S. crude oil exports*, Washington, 1 de septiembre de 2015 (<http://www.eia.gov/analysis/requests/crude-exports/>).