



Mercado Petrolero mundial: aún mayor incertidumbre

Jorge Eduardo Navarrete

Grupo de Energía

19 de marzo, 2015

NOTAS INTRODUCTORIAS

Volatilidad de cotizaciones y expectativas: mayor incertidumbre

A diferencia de lo ocurrido en las cuatro semanas anteriores, entre mediados de febrero y mediados de marzo se registraron fluctuaciones cotidianas de las cotizaciones de los dos crudos marcadores (Brent y WTI) que no siguieron una tendencia identificable. De este modo, no se cumplieron las expectativas voceadas hace un mes: la luz al final del túnel que algunos creyeron advertir no terminó de encenderse, pues no se mantuvo la tendencia al alza registrada para ese momento, y la persistente tormenta no provocó nuevas caídas precipitadas. El mercado entró más bien en una etapa volátil, sin tendencia definida. Si se quisiera ver una señal, ésta sería la del posible establecimiento de bandas de fluctuación de alrededor de 55 a alrededor de 60 dls/b para el Brent y aproximadamente 6 dólares menos para el WTI. Sería aventurado, sin embargo, pensar que esos serán los límites de variación de las cotizaciones de ambos crudos en el resto del año. Pareciera, a la luz de lo ocurrido de la segunda parte de enero a la primera de febrero, “que el precio del petróleo comienza a estabilizarse”, según afirma la AIE en su informe mensual de marzo, aunque advierte que “se trata, en todo caso, de un equilibrio muy precario”.(1) Una visión contrastante, entre varias otras, provino de Rex Tillerson, principal ejecutivo de ExxonMobil, quien hizo notar que como resultado de la persistente abundancia de oferta y de “una economía mundial no muy saludable”, había que aceptar un largo periodo de precios bajos y, quizá, fuertes fluctuaciones y sacudidas.(2) Es probable que la impresión que quiso transmitir fue la de que, si había países productores capaces de vadear un período prolongado de precios bajos, del lado de las corporaciones petroleras, ExxonMobil, por lo menos, se encontraba en una situación similar.



Como corresponde a un periodo mas volátil e incierto, son numerosos y muy variados los factores que entraron en juego para determinar ese comportamiento del mercado. En el informe mensual de la AIE y en otros análisis se destacan los siguientes, alineados distinguiendo los que favorecen la estabilización y eventual recuperación sostenida de las cotizaciones de los que, por el contrario, contribuyen, al menos en el corto plazo, a su debilitamiento y posibles nuevas reducciones significativas:

Favorecen la recuperación:

- La continuada reducción del número de *rigs* activos en Estados Unidos, la que, sin embargo, no ha dado lugar hasta ahora a reducciones de los volúmenes de producción, pero que podría provocar, si no a una caída al menos a un crecimiento menos acelerado de los suministros globales. Se considera que, en tanto se demore, el ajuste de la producción podría ser más abrupto.
- Se estima que el volumen total de oferta registrado en febrero, de 94 Mbd, sea similar al que se registre, como promedio, para el año.
- Por otra parte, desde mediados de 2014 se ha registrado un incremento constante, aunque moderado, de la demanda mundial de crudo, con un aumento anual que, para el primer trimestre de 2015, se estima en 1.0 Mbd. Para 2015 en su conjunto el incremento puede mantener este ritmo, con un volumen total, al cierre del año de 93.5 Mbd.
- Existe entonces la expectativa de que, hacia finales de 2015, se llegue a una situación próxima al equilibrio en el mercado de crudo, que favorecería la estabilización o incluso el alza de los precios. No puede darse por sentado que este nuevo balance podrá alcanzarse sin otros sacudimientos, ni preverse el tiempo que tomaría establecerlo. A lo largo de 2015 se mantendrá la incertidumbre.

Presionan a la baja:

- La oferta en Estados Unidos continúa al alza, en volúmenes que superan las expectativas, al tiempo que los inventarios comerciales de crudo en EUA han alcanzado un nivel récord.
- Estos altos inventarios han absorbido buena parte de la mayor demanda derivada del muy frío invierno que se experimenta en Norteamérica.



- La OPEP mantiene sin variación notable su volumen de oferta, como acordó en noviembre, pues las reducciones originadas en factores geopolíticos, sobre todo en Libia, se ven casi compensados por aumentos en Arabia Saudita, Irak y Angola.
- La posibilidad de un acuerdo que suspenda o levante las sanciones a Irán y permita que vuelvan a adquirirse libremente suministros de petróleo y gas provenientes de la república islámica.
- La persistente debilidad de la actividad económica mundial sigue frenando el crecimiento de la demanda global de petróleo.
- “Un período largo de precios relativamente bajos, derivado de los fundamentales del mercado, presionará desde luego a los productores de mayor costo, en Estados Unidos, Brasil y Rusia, y favorecerá a los productores de la OPEP.”(3)

Indicadores

Las cotizaciones del Brent y del WTI, los dos crudos marcadores mundiales, registraron el 15 de marzo un nivel (53.89 y 44.26 dls/b, respectivamente), inferior en 13.0 y 21.0 por ciento a las correspondientes al 16 de febrero anterior (61.96 y 56.02 dls/b). Tras semanas de fluctuaciones al alza y a la baja, mientras el Brent apenas excedió el nivel observado en el primer día de operaciones del año (53.28 dls/b), el WTI se colocó casi 6 dólares por debajo (50.10 dls/b). (4)

Los alltibajos diarios, en ocasiones mayores a un dólar, subrayaron la continuada volatilidad, pues aunque el rango de variación del período se redujo, hasta Dls 8.30, para el Brent, se mantuvo elevado, en 8.91, para el WTI, no muy diferente en este caso del observado entre mediados de enero y de febrero. Se amplió, en cambio, el margen entre ambos crudos marcadores, que mediado febrero era de Dls 8.94 y un mes después se situó en Dls 9.63. Las cotizaciones no siguieron una tendencia clara a lo largo del período.

Del lado de la oferta, se concentraron en EUA varios de los acontecimientos más notables:

- El incremento anual de la oferta no-OPEP, de febrero de 2014 a igual mes de 2015, se estima en 1.4 Mbd, proveniente sobre todo de EUA, donde se revisaron al alza las cifras calculadas para el cuarto trimestre del año anterior y el primero del actual.
- La contribución de EUA al incremento global de la oferta se estima para 2014 en 1.6 Mbd y para 2015 en alrededor de la mitad: 760 mbd. En este año, la producción anual promedio se estima en 9.3 Mbd, apenas por debajo del máximo histórico de 9.6 Mbd alcanzado en 1970.



- Hacia el 13 de marzo, el número de pozos exploratorios y de desarrollo activos (*rigs*) en Estados Unidos se situó en 1,125, 67 menos que en la semana anterior y 684 por debajo de un año antes (con reducción de 38%).
- Los inventarios comerciales de petróleo en EUA continuaron expandiéndose con rapidez. De acuerdo a las cifras más recientes, el volumen total de inventarios ha alcanzado un volumen récord de 468 Mb, nivel que se acerca a la capacidad total de almacenamiento disponible.

Del lado de la OPEP, en febrero hubo una reducción marginal, del orden de 30 mbd, en el volumen producido, que se calcula en 30.2 Mbd, cifra similar al objetivo ratificado por la Organización el pasado noviembre.

Más allá de los factores conectados directa o indirectamente con la oferta y la demanda, actúan sobre el comportamiento del mercado diversos otros elementos, entre los que desatacan:

- Entre más se prolongue el período de precios bajos, los productores de alto costo, excesivamente dependientes de los ingresos por exportación de crudo o con posiciones financieras debilitadas pueden encontrar difícil financiar sus presupuestos generales de gasto, afectando renglones que conduzcan a tensiones o disturbios sociales.
- La apreciación generalizada del dólar de Estados Unidos se ha traducido en problemas financieros para buen número de empresas, en especial las que han acumulado deudas importantes denominadas en esa moneda.
- La creciente probabilidad de un acuerdo respecto del programa nuclear de Irán ha actualizado el supuesto del levantamiento de las sanciones y de un repunte de la oferta de crudo de ese país, que podría elevar los suministros globales—y, por ende, presionar los precios—más rápidamente de lo previsto.

CONSECUENCIAS DEL POSIBLE LEVANTAMIENTO DE LAS SANCIONES A IRÁN

En la primera mitad de marzo de 2015 no parecían muy elevadas las posibilidades de que pudiera concretarse, antes de fin de mes y por encima de la fiera oposición del primer ministro israelita y de sus aliados republicanos en el Congreso de EUA, un acuerdo sobre el programa nuclear de Irán, suscrito por Teherán y los cinco miembros permanentes del Consejo de Seguridad más Alemania. Sin embargo, de producirse, un acuerdo



incluiría el levantamiento de las sanciones impuestas al régimen iraní, tanto por Naciones Unidas como, unilateralmente, por Estados Unidos y la Unión Europea, que, entre otras consecuencias, han decimado sus exportaciones petroleras. Pero aún en el caso de que el esperado acuerdo no se materializara, existe la posibilidad de que resulte difícil continuar, más o menos indefinidamente, con uno de los aspectos más controvertidos de las sanciones: las limitaciones a las importaciones de crudo procedente de Irán, aceptadas voluntariamente por muy diversos países. Algunos de ellos, tanto por razones políticas como por la necesidad del recurso energético, como China, India y Japón, quizá se inclinen a, independientemente de lo que ocurra con otras sanciones, restaurar la normalidad a sus adquisiciones de crudo iraní.

En esta compleja perspectiva, han empezado a analizarse las consecuencias sobre el mercado y los precios del petróleo del retorno de la oferta de crudo iraní, que dependen, por una parte, de los elementos cruciales del volumen implicado y de la velocidad con que se produzca, así como las cuestiones conexas de las sanciones financieras y la congelación de activos iraníes en el exterior, y, por otra, de la secuencia que se establezca para el desmantelamiento de un conjunto de sanciones sumamente complicado, que reclamaría, *inter alia*, una nueva resolución del Consejo de Seguridad y la derogación o reforma de una miríada de leyes, decretos, órdenes ejecutivas y resoluciones, de diversos países.(5) Este proceso podría extenderse por varios años, aunque las sanciones que directamente afectan las ventas iraníes de crudo podrían levantarse con cierta rapidez. Por ejemplo, se ha hecho notar que la congelación de activos financieros, incluyendo alrededor de Dls 100 mil millones de reservas internacionales, las restricciones a las importaciones de petróleo iraní y la reintegración de los bancos iraníes a los circuitos de la banca y las finanzas mundiales, podrían conseguirse en alrededor de un año.(6)

A principios de marzo, a través de la agencia de noticias Mehr, el responsable de asuntos internacionales de la Iranian Oil Corporation, Mohsen Ghamsari, aludiendo a un eventual cese de las sanciones, declaró que en tal caso, Irán incrementaría sus exportaciones de hidrocarburos a fin de recuperar su tradicional participación en el mercado. Recordó que el régimen de sanciones establecido por Estados Unidos y la Unión Europea, a partir de 2012, no prohíbe la exportación de petróleo y gas iraníes sino que impone sanciones financieras a las empresas y países que los adquieran, transporten y comercialicen. En general, las sanciones han abatido las exportaciones de petróleo de Irán de 2.5 Mbd aproximadamente en la primera mitad de 2012 a alrededor de 1.5 Mbd, que se colocan, con fuertes descuentos, en sólo cinco mercados: Corea, China, India, Japón y Turquía. El funcionario iraní manifestó también que, en su opinión, el mercado permanecerá deprimido, con precios inferiores a 60 dls/b, por lo menos hasta 2016.(7)



Las corporaciones petroleras transnacionales han suspendido sus operaciones en la república islámica, aunque en los últimos meses ha habido contactos exploratorios entre empresas con vistas a un eventual levantamiento de las sanciones. Se ha informado que “ya se han circulado entre las corporaciones petroleras nuevos proyectos de contrato que se consideran más atractivos para ellas, en previsión del levantamiento de las sanciones, de acuerdo con fuentes oficiales iraníes y diplomáticas occidentales. Los contratos se refieren a la reapertura de campos que estaban en producción y el desarrollo de nuevos yacimientos—de acuerdo con las fuentes.(8) Se trataría, indica la nota, de una situación diferente a la que prevalecía antes de las sanciones: el inversionista extranjero participaba sólo en las actividades de explotación y desarrollo, mediante contratos por los que vendía al Estado iraní la producción obtenida, recibiendo una tasa de retorno preestablecida, y sin adquirir derechos de propiedad sobre los campos. Tras las sanciones, de acuerdo con la información, en palabras de un funcionario del Ministerio iraní del Petróleo, “los nuevos contratos son más atractivos que los ofrecidos por otros productores de petróleo; reducen los riesgos de inversión y permitirían retener utilidades mayores”. Ofrecen, además, tasas de retorno favorables y opciones de asociación con empresas locales. Los lapsos de contratación se extenderían hasta 25 años.

La nota de Reuters recoge también la reacción extraoficial de algunas corporaciones petroleras que, debido a las sanciones, no confirman sostener conversaciones o recibir documentación del gobierno o la empresa petrolera iraníes. Por ejemplo, el funcionario de una corporación petrolera transnacional no identificada señaló que “Irán resulta ahora mucho menos interesante y atractivo para las compañías petroleras occidentales, ya que hay demasiada oferta en el mercado y lo que menos se desea es un rápido aumento de los suministros de Irán”, que añadirían presiones a la baja sobre las cotizaciones. En el mismo sentido, se cita a un antiguo funcionario petrolero iraní, que ahora maneja una empresa de consultoría en Londres, Mehdi Varzi, quien considera que “en la actual situación, incluso si se levantan las sanciones, no parece que muchas empresas se sientan atraídas a regresar a Irán o a entrar en un mercado profundamente deteriorado”.

En un estudio más amplio(9), se presentan dos conclusiones interconectadas:

- Si las sanciones se levantasen ahora, Irán necesitaría por lo menos un año para volver a alcanzar los niveles de producción previos. Además, dadas las actuales condiciones del mercado, sería muy escasa la disponibilidad de inversiones internacionales que contribuyesen a restaurar la producción. A los actuales niveles de precios, las inversiones se están contrayendo en todas partes. Es muy dudosa, por tanto, la declaración del ministro iraní del Petróleo, Bijan Zanganeh, en el sentido de que, al retirarse las sanciones, “Irán duplicaría sus exportaciones en dos meses”.



- Sin embargo, el mero anuncio del fin de las sanciones, aceleraría la actual tendencia decreciente de las cotizaciones del petróleo en los mercados mundiales. El efecto negativo se percibiría aún antes de que mayores suministros de Irán llegasen a los mercados. Si esto ocurre, los precios se deprimirían aún más.

EL MAR DEL NORTE—VÍCTIMA COLATERAL DEL COLAPSO

De acuerdo con Oil & Gas UK, una entidad que representa a las empresas petroleras británicas que operan en el Mar del Norte, es desalentadora la perspectiva de conjunto de la industria en esa zona marítima debido a que se han combinado la declinación de los campos, los costos al alza en inversión y operación, el nivel impositivo y, desde mediados de 2014, una reducción a prácticamente la mitad de los precios del crudo. La primera respuesta a este conjunto de factores va a ser el rápido abandono de los campos, empezando por los más antiguos. Al respecto, Malcolm Webb, director de O&GUK, señaló que “Sin una inversión sostenida, tanto en campos ya existentes como en nuevos, desaparecerá infraestructura crítica, afectando zonas productoras importantes del Mar del Norte y esterilizando de hecho campos que todavía contienen grandes montos recuperables de hidrocarburos. Dos años más de precios bajos, pueden provocar daños irreparables en la cuenca”.(10) Con un precio medio de 50 dls/b, una tercera parte de los campos de la plataforma continental del Mar del Norte, de la que proviene alrededor del 20% de la producción, pierde dinero en términos de flujo de caja. En 2014 se registró un flujo de caja negativo de £ 5,300 millones, pues los costos corrientes de operación excedieron los ingresos.

En 2015 la producción británica costa afuera de petróleo y gas se redujo a 1.4 Mbdpe, que en términos relativos equivale a sólo de 1.1%, caída mucho menos pronunciada que la de años anteriores, pues empezó a fluir la producción de inversiones realizadas en 15 campos antes del colapso de los precios. Sin embargo, el volumen producido en 2014 es apenas la cuarta parte del máximo histórico de 4.5 Mbdpe, alcanzado a la vuelta del siglo.

Otros indicadores de la actividad petrolera británica en el Mar del Norte, destacados en el informe anual de O&GUK (11) son los siguientes:

- El gasto realizado en desmantelamiento de instalaciones de producción se elevó a £ 1,100 millones, el más alto registrado hasta ahora.
- Los ingresos derivados de la producción alcanzaron a £ 24,400 millones, la cifra más baja de los últimos ocho años.



- Los costos de operación en el conjunto de la plataforma continental británica se elevaron a £ 9,600 millones, 8% por encima de 2014.
- El costo unitario de operación aumentó a £ 18.5 por bpe, frente a £ 17 el año anterior.
- Sólo se perforaron 14 de los 25 pozos exploratorios previstos y en 2015 las nuevas perforaciones serán entre 8 y 13 únicamente.
- Se realizaron inversiones en sólo 8 nuevos campos, de 24 que se habían programado.
- Las inversiones de capital se valoraron en £ 14,800 millones y se espera decrezcan a solo £ 9,000 millones en 2015.

Lo que más preocupa a Webb es el reajuste de los gastos de exploración, que han caído a niveles mínimos desde el inicio de operaciones en el Mar del Norte en los sesenta del siglo pasado. “La cuenca ya no está generando nuevos proyectos—subrayó. Y, como resultado, las nuevas inversiones disminuyen, afectando incluso proyectos ya aprobados.” Los más afectados han sido los campos pequeños y los más antiguos.

“Si los precios se mantienen a los niveles actuales [alrededor de 60 dls/b], las compañías apresurarán las decisiones para cerrar la producción y empezar a desmantelar un mayor número de campos antiguos. Es lo que Shell ha hecho con el campo Brent, que en su momento fue el mayor del Reino Unido.” El desmantelamiento acelerado impedirá recuperar recursos remanentes, cuya accesibilidad depende de plataformas y redes de ductos existentes. Las empresas consideran que los recursos recuperables remanentes en el sector británico del Mar del Norte ascienden a 10,000 Mbpe, de los cuales 6,300 están ya en fase de exploración o desarrollo. Se estima que de los casi 4,000 Mbpe restantes, apenas la mitad serán explorados y desarrollados.

Craven Walker, ejecutivo de Serica Energy, una de las muchas pequeñas empresas que disfrutaron del auge del Mar del Norte, ofrece ahora una visión muy desalentadora. “La industria está en situación crítica. Las compañías pequeñas, como la nuestra, pierden su habilidad para obtener financiamiento y premiar a sus accionistas. Es una muerte lenta, por agotamiento.” A su juicio, el final del Mar del Norte puede presentarse mucho antes de lo esperado. El colapso de los precios, un sistema fiscal que desalienta la inversión y la ausencia de cooperación entre los productores, acelerarán el ritmo de cierre de campos y apresurarán las acciones de desmantelamiento.

Los productores también han señalado que el régimen fiscal británico sobre el petróleo se ha tornado excesivamente complejo. Un derecho complementario, sumado al impuesto al ingreso de las empresas en 2002, llegó al extraordinario nivel de 32% en 2011. Incluso



después de un ajuste a la baja introducido en enero de 2015, la tasa impositiva marginal sobre algunos campos es del orden de 80 por ciento. A mediados de marzo, un alto funcionario del Tesoro británico hizo saber que los productores de hidrocarburos del país se beneficiarán de las reducciones impositivas que, como se sabe, se incluirán en el presupuesto a punto de anunciarse. “La menor carga fiscal se orientará a estimular la exploración y demorar el desmantelamiento de campos antiguos, quizá próximos a su agotamiento.”(12) Se trata de evitar el abandono de campos que podrían volver a ser rentables, con una recuperación significativa de los precios.

Irónicamente, ahora se considera que el auge de la apertura y desarrollo de la provincia petrolera del Mar del Norte, a lo largo del último medio siglo, puede ser seguido por un más breve pero también muy redituable auge de la industria del desmantelamiento de instalaciones petroleras en el área: un negocio de miles de millones de libras. Se trata de hacer desaparecer, con el menor daño posible al ambiente marino, cientos de plataformas y otras instalaciones, algunas de las cuales, “como Thistle, Dunlind, Muchirson, Cormorand y Dunbar, son gigantescas estructuras de acero, de la altura de la Torre Eiffel, que consumen energía suficiente para iluminar una ciudad pequeña, ancladas a los fondos marinos por columnas de concreto que se hundan alrededor de 200 metros”.

UNA SEGUNDA MIRADA A LA ESTRATEGIA SAUDITA

Tras nueve meses de iniciada la precipitada caída de los precios internacionales del petróleo han seguido discutiéndose las causas a las que obedeció. Una de las explicaciones en que más se ha insistido, desde el principio del colapso, es la que señala a Arabia Saudita, nación líder de la OPEP, como inspiradora y principal artífice de una estrategia, con visión de largo plazo, orientada a recuperar la posición de principal oferente mundial de petróleo de exportación, en un mercado petrolero internacional profundamente transformado. A principios de marzo, el Financial Times divulgó un ensayo de Anjil Raval que revisita las hipótesis que apoyan esta particular explicación,(13) destacando los siguientes momentos:

Junio de 2014—*El Brent cerró el mes con una cotización de 112.36 dls/b.*

En una reunión ministerial de la OPEP, se presentó un informe del Secretariado en el que se apuntaba una coyuntura de mercado caracterizada por un debilitamiento de la demanda vis-á-vis un crecimiento sostenido de la oferta, en especial la proveniente de fuera de la OPEP. Los temores de una afectación severa de las cotizaciones fueron desechados, entre otras por la delegación saudita, subrayando, más bien, los riesgos de disrupción de



los suministros de la OPEP misma, que atravesaba una coyuntura geopolítica difícil: en particular la caótica situación de Libia y el, en ese momento, creciente dominio territorial del posteriormente llamado Estado Islámico (EI) tanto en Siria como en Irak. Se pensaba, y no sólo dentro de la OPEP, que las perturbaciones de oferta podrían empujar los precios hasta niveles del orden de 130 dls/b. El gobierno de EUA había obtenido seguridades del reino saudita de que éste haría lo que fuese necesario para evitar que el EI obstaculizara o interrumpiera el abasto suficiente y oportuno del mercado por parte de la OPEP. Las previsiones no se materializaron: por encima del caos, Libia, cuya producción había caído de 1.4 Mbd a alrededor de 200 mbd, logró, para el final del verano, una recuperación hasta 0.9 Mbd; el EI, por su parte, no llegó a extender su dominio a las grandes zonas petroleras de Irak. Un experto de IHS Energy, la firma consultora liderada por Daniel Yergin, señaló que el hecho de que la oferta de la OPEP se haya mantenido por encima de las tensiones y acciones bélicas, constituyó “el punto de flexión” para el mercado.

Julio de 2014— *El Brent cerró el mes con una cotización de 106.02 dls/b.*

La situación continuó complicándose por la subestimación de la importancia y resistencia a las bajas de precios de la producción estadounidense de petróleo no convencional (*shale oil*), cuyo ascenso explica la mayor parte del aumento de la oferta mundial de crudo en el último decenio y que en la primera mitad de 2014 creció muy rápidamente, hasta llevar la producción total de EUA a su nivel máximo en treinta años, de algo más de 9 Mbd. Arabia Saudita no se mostraba convencida de la importancia de la producción de *shale oil*—cuyos costos de extracción se sitúan entre 30 y 90 dls/b, frente a un costo medio de 10 dls/b para el crudo árabe. Un antiguo ejecutivo de ENI, la empresa petrolera italiana, declaró que “los sauditas no entendieron el enorme potencial de la producción *shale* y por completo subestimaron la inelasticidad de su volumen frente a las variaciones de precios”. Dos inelasticidades afectaron el mercado: la de la producción de la OPEP ante los disturbios políticos y la de la producción *shale* de EUA ante las caídas de precios.

Agosto de 2014— *El Brent cerró el mes con una cotización de 103.19 dls/b.*

Una disminución no esperada de la demanda de petróleo saudita provino del Asia-Pacífico. Se considera que cuando las refinerías establecidas en China requieren menos crudo, suelen reducir primero las compras a otros exportadores, para no afectar a uno de sus proveedores tradicionales: Arabia Saudita. En el verano, varios importadores—China, Vietnam, India—empezaron a reducir su demanda de petróleo saudí y a demandar



precios más bajos. El reino aceptó descuentos importantes en los precios, para defender su posición en el mercado asiático, en especial el de China, al que las exportaciones sauditas habían caído de 1.1 Mbd en enero a 0.9 Mbd en agosto. En esta situación, en palabras de un analista, “Arabia Saudita no tuvo otra opción que defender su posición en el mercado frente a otros exportadores de la OPEP y fuera de ella”. Uno de los principales asesores del reino, Mohammad al-Sabban, manifestó: “Sabíamos que el día iba a llegar, aunque no sabíamos cuándo. Con precios de tres dígitos, resultó claro que enfrentábamos una nueva realidad.”

Septiembre de 2014-- *El Brent cerró el mes con una cotización de 94.67dls/b.*

Hacia el final del verano, cuando el precio del Brent ya se expresaba en dos dígitos, parece haberse producido un debate entre dos escuelas de pensamiento dentro del gobierno de Arabia Saudita. Una de ellas subrayaba los aspectos coyunturales, tanto de la reducción de la demanda como del aumento de los suministros, confiando en que pronto entrarían en juego las fuerzas autoestabilizadoras del mercado. De no ocurrir así y persistir la flojedad de la demanda, siempre podría acudir, como en el pasado, a una reducción de oferta. La otra argumentaba que resultaba necesario hacer frente a cambios estructurales en el mercado, desde la utilización de nuevas tecnologías de extracción y la tendencia a desplazar a las energías fósiles a favor de las bajas en carbono, que se conjuntaban en la presión contra la posición del reino en el mercado y contra el petróleo y otros combustibles fósiles en el balance energético. Había que responder a ambas, tratando de limitarlas o revertirlas. Después de señalar ante los medios que estaba preocupado, pues “los precios son siempre cambiantes y no es ésta la primera vez que ocurre”, el ministro saudí del Petróleo, Ali al-Naimi, se ausentó por varias semanas. “Nadie se quedó a cargo del control—dijo un analista.”

Octubre de 2014— *El Brent cerró el mes con una cotización de 85.86 dls/b.*

Hay muchos indicios de que la decisión saudita de mantener los niveles de producción y no aceptar en esta ocasión liderar una reducción de la oferta, fue adoptada en algún momento de octubre. Más que a través de una declaración de alto nivel político, se filtró a los mercados por voz del representante saudita en la OPEP, Nasser al-Dossary. Tras varios meses de caída de precios, en un encuentro en Nueva York con ejecutivos de empresas petroleras, uno de ellos preguntó al vocero: “Ustedes [los sauditas] van, por supuesto, a reducir la producción”. “Qué es lo que lleva a usted a pensar que vamos a recortar—respondió al-Dossary.” La filtración fue amplificada en los medios de información.



Noviembre de 2014—*El Brent cerró el mes con una cotización de 70.14 dls/b.*

En vísperas de la conferencia ministerial de la OPEP a fin de mes, diversas voces abogaron por una reducción deliberada de la oferta que detuviese la caída y contribuyera a la recuperación de los niveles de precios. Tal fue la opinión expresada por los ministros de Venezuela, Iraq, Argelia y Nigeria, entre otros. Los ministros de exportadores no-OPEP, Rusia y México, se reunieron con al-Naimi. Se dice que éste señaló al ministro ruso que, dado que Arabia Saudita y Rusia producían cada uno alrededor de 10 Mbd, ambos deberían participar, a partes iguales, en cualquier eventual reducción. La idea, presentada a título retórico, no fue bien acogida. En la reunión misma, que fue muy breve, se formalizó el acuerdo de mantener sin cambio, en 30 Mbd, el volumen total de producción de la OPEP.

Diciembre de 2014—*El Brent cerró el mes con una cotización de 57.33 dls/b.*

La decisión de la OPEP parece haber precipitado el desplome de los precios en las semanas siguientes. Dio lugar a una declaración explícita del ministro *al-Naimi*, a la revista *Middle East Economic Survey*: “No corresponde al interés de la OPEP reducir la producción, cualquiera que sea el nivel de precios. Si yo reduzco, ¿qué pasa con mi participación en el mercado? El precio subirá y los rusos, los brasileños y los productores de *shale* se quedarán con mi parte del mercado.” Después de varios meses de eludir un planteamiento claro de las motivaciones, el ministro saudita expresó con toda claridad la racionalidad de la decisión, quizá no desde el punto de vista del conjunto de la OPEP, pero sí, desde luego, desde el punto de vista de su país.

Epílogo—*El Brent, después de una leve recuperación, cerró el 6 de marzo de 2015 con una cotización de 59.73 dls/b.*

Tras la transición en el reino, al-Naimi fue ratificado en su cargo, aunque un hijo del nuevo monarca fue designado viceministro de Petróleo y se cambió la composición del Supremo Consejo del Petróleo. En 2015 se detuvo el desplome de los precios, hubo altibajos dentro de una tendencia moderadamente creciente o, al menos, estable; menudearon las noticias de reducciones en los gastos de capital de las principales corporaciones petroleras, tanto privadas como estatales, que presagian, a mediano y largo plazos, menor crecimiento e incluso reducciones en los montos producidos. “Si los sauditas hubieran reducido la producción habrían quedado como los idiotas de la fiesta. Habrían hecho lo que todo mundo quería, pero al mismo tiempo habrían hecho algo de lo que



todo el mundo se habría reído”—dijo un experimentado observador de la OPEP. “A fin de cuentas, al-Naimi le dijo al mundo que los sauditas no pagarían los platos que los demás habían roto.”

Referencias

- (1) International Energy Agency, *Oil Market Report – Highlights*, 13 de marzo de 2015 (www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic)
- (2) Véanse, Ed Crooks, “Buoyant ExxonMobil bucks sector’s gloom” y “Exxon CEO says prices will stay low”, *Financial Times*, 5 y 6 de marzo de 2015 (www.ft.com).
- (3) Angli Ravail, “IEA warns of further oil price volatility”, *Financial Times*, 13 de marzo de 2015 (www.ft.com)
- (4) Las cotizaciones de los dos crudos marcadores proceden del blog diario “London/ New York morning espresso” publicado en la edición electrónica del *Financial Times* (www.ft.com).
- (5) El portal en internet del Departamento estadounidense del Tesoro enlista 26 decisiones ejecutivas relacionadas con sanciones a Irán, que datan de la decisión inicial del presidente Carter de congelar los activos del gobierno iraní en Estados Unidos durante la crisis de los rehenes en la embajada estadounidense en Teherán en 1979. Hay, además, diez leyes en EUA, cuatro resoluciones del Consejo de Seguridad y decenas de disposiciones de la Unión Europea y medidas habilitadoras para la aplicación de las sanciones establecidas por Naciones Unidas. [Citado en Colum Lynch y Jamila Trindle, “Breaking Up Sanctions Is Hard to Do”, *Foreign Policy*, 13 de marzo de 2015 (www.foreignpolicy.com).]
- (6) Véase, Colum Lynch y Jamila Trindle, “Breaking Up Sanctions Is Hard to Do”, *loc cit.*
- (7) “Iran would sell more oil if Western sanctions lifted: Mehr Agency”, Agencia Reuters, 6 de marzo de 2015 (www.reuters.com).



- (8) “Exclusive: Iran sweetens oil contracts to counter sanctions and price plunge”, Agencia Reuters, 3 de febrero de 2015 (www.reuters.com).
- (9) Brenda Schaffer, “A Nuclear Deal with Iran: The Impact on Oil and Natural Gas Trends”, The Washington Institute for Near East Policy, Policy Watch 2362, 27 de enero de 2015 (www.washingtoninstitute.org).
- (10) Para este apartado se usan, entre otros, dos ensayos del editor de temas de energía del diario londinense *Financial Times*: Christopher Adams, “North Sea oil and gas drains cash at fastest rate since 1970s”, *Financial Times*, 24 de febrero de 2015, y Christopher Adams, Michael Kavangah y Chris Thige, “North Sea oil: That sinking feeling”, *Financial Times*, 25 de febrero de 2015 (www.ft.com).
- (11) Oil & Gas UK, *Activity Survey 2015*, Aberdeen, 2015 (www.oilandgasuk.co.uk/forecasts.cfm)
- (12) Christopher Adams y George Parker, “North Sea oil groups set for tax breaks in Budget”, *Financial Times*, 16 de marzo de 2015 (www.ft.com).
- (13) Véase Anjli Raval, “The big drop: Riyadh’s oil gamble”, *Financial Times*, 9 de marzo de 2015 (www.ft.com).