

# **EL USO DE CRUDOS MARCADORES EN LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO<sup>1</sup>**

PAUL HORSNELL

DESDE 1986, CON LA CAÍDA DEL PRECIO DEL PETRÓLEO y los consiguientes cambios en las políticas de precios de los países exportadores, ha aumentado enormemente la importancia de un número limitado de crudos marcadores. Los mercados petroleros siempre han contado con crudos marcadores, representativos de los niveles generales de precios. Éste era, por ejemplo, el papel que durante algún tiempo desempeñó el crudo árabe ligero. Sin embargo, recientemente la función de esos crudos se ha ampliado: de ser tan sólo marcadores representativos, se han convertido en el eje de la determinación de los precios de volúmenes de petróleo mucho más grandes que su propia base de producción.

Este ensayo está estructurado de la siguiente manera: en la primera sección se describen brevemente los principales componentes de los mercados petroleros actuales; en la segunda parte se examinan los rasgos más importantes de este sistema; la tercera está dedicada al análisis de algunos temas actuales desde la perspectiva de los países exportadores de petróleo, y finalmente, en la cuarta sección se presentan algunas conclusiones.

<sup>1</sup> Agradezco profundamente a Juan Carlos Boué las numerosas y útiles discusiones que sostuvimos.

## LA ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS PETROLEROS ACTUALES

*a) Los mercados de crudos marcadores*

En el centro de este sistema encontramos tres mercados regionales clave con diferentes niveles de importancia, liquidez y complejidad. Ellos son los mercados de los crudos Brent, Dubai y West Texas Intermediate.

1) *Brent*. Mercado Brent es el término genérico que se da a un complejo conjunto de mercados interconectados que están vinculados con el comercio de la mezcla británica de crudo Brent;<sup>2</sup> dicha mezcla se obtiene de la producción de los campos donde se emplean sistemas de oleoducto Brent y Ninian. En esencia, se trata de un mercado informal con procedimientos de liquidación sumamente complejos, en el que se comercia con cargamentos anticipados de petróleo Brent, y que es normalmente conocido como el mercado quincenal Brent. La comercialización promedio en este mercado es de 40 mmbd, en tanto que su base física es de aproximadamente 8 mmbd. Este mercado carece de un sistema centralizado de intercambio; las transacciones se llevan a cabo por teléfono o télex, y en él se comercializan cargamentos de 500 000 barriles. La participación en este mercado es diversa pero también limitada, ya que los principales negociadores son las casas financieras de Wall Street y las compañías petroleras más importantes. El mercado Brent surgió a principios de los años ochenta, y su propósito original fue crear un mercado de precios con fines fiscales más que de administración de riesgos. Al ser un mercado informal, no está entre sus funciones divulgar precios, y son las agencias evaluadoras especializadas las que se encargan de estimar y publicar sus precios.

Hacia 1988, surgió en el International Petroleum Exchange de Londres (IPE) un exitoso mercado formal de futuros en Brent que opera paralelamente al mercado informal por anticipado. El contrato se basa en partidas de mil barriles de Brent para su entrega futura, y el volumen de este comercio se sitúa, por lo general, alrededor de los 25 mmbd. El contrato se establece en efectivo, es decir, el mercado no regula la entrega física del Brent y, al expirar, se determina sobre la base de los precios del mercado informal de futuros. Como se puede

<sup>2</sup> Un análisis detallado de este mercado se puede encontrar en P. Horsnell y R. Malbro, *Oil Markets and Prices*, Oxford, Oxford University Press, 1993.

apreciar, este mercado es muy diferente de los de bienes futuros que tienden a converger con los precios del mercado *spot*, más que con los precios generados por un mercado de transacciones por anticipado. Recientemente, el volumen también se ha vuelto significativo en la negociación de opciones en los contratos IPE Brent, y las opciones se han convertido en una herramienta cada vez más importante para la administración de riesgos en el mercado Brent. Se podría afirmar con relativa certeza que el IPE comercia con el producto equivocado; en vez del contrato basado en futuros de Brent, es el promedio de cinco días del Brent *spot* el que, como veremos después, se utiliza más como marcador en el mercado mundial de crudo y, en consecuencia, el precio que genera el riesgo más alto en la industria petrolera.

El mercado *spot* para el Brent se conoce como “mercado fechado Brent”. Especialmente este mercado es para remesas de crudo físico que deben cargarse en Sullon Voe, en las islas Shetland, en un plazo de quince días. Aun cuando el volumen comercial es aproximadamente 100 veces menor que el combinado de los mercados por anticipado de futuros y opcionales, como se verá más adelante, el precio del Brent “fechado” es el más importante en el mundo del petróleo. El comercio es informal, se basa en transacciones telefónicas, y casi siempre es el resultado de las posiciones obtenidas en el mercado por anticipado. Las transacciones se discuten en términos de los diferenciales de los precios del mercado por anticipado, y el nivel general de los precios del Brent “fechado” se determina por medio del mercado anticipado con un diferencial, el cual representa la ventaja relativa del crudo de entrega inmediata frente al crudo de entrega posterior del mar del Norte.

*II) Dubai.* El mercado Dubai consiste en el comercio anticipado de cargamentos de petróleo crudo Dubai Fateh. Los principales participantes se encuentran localizados en Londres o en Estados Unidos y son, en esencia, los mismos que participan en el mercado Brent. Aunque se han hecho varios intentos por establecer contratos de futuro para el petróleo Dubai, ninguno ha tenido éxito. El volumen del comercio se sitúa alrededor de 5 mmbd en comparación con su base física que es de 4 000 barriles diarios.

Sólo una pequeña parte del comercio que se realiza en el mercado Dubai consiste en la compra y venta de cargamentos individuales. Más de 90% del comercio consiste en tratos “distribuidos”, es decir, transacciones en las que se comercia un diferencial. En el mercado Dubai esto adquiere la forma de un comercio de los diferenciales entre cargamentos Dubai cuya entrega se hace en meses distintos, o bien del

diferencial entre el Brent y el Dubai. En realidad, la comercialización de cargamentos individuales de Dubai no es lo suficientemente grande como para que empresas evaluadoras midan los niveles de precios que éste alcanza; en cambio, las transacciones con los diferenciales entre Brent y Dubai se usan en conjunción con los precios Brent.

III) *West Texas Intermediate (WTI)*. El comercio de WTI se centra en los contratos de futuros de crudos dulces y ligeros del New York Mercantile Exchange (Nymex). Dada una base física de aproximadamente 1.25 mmbd, no resulta inusual la comercialización de 100 mmbd en Nymex, además de 30 mmbd de opciones en los contratos. Si bien el volumen de este mercado es considerablemente mayor que el del Brent, su utilidad como crudo marcador se encuentra limitada por una serie de razones que se expondrán más adelante.

#### b) *Mercados spot*

Los mercados *spot* utilizan sobre todo los precios de los marcadores o, en algunas regiones, los precios oficiales para la determinación de los correspondientes al petróleo crudo. Desde 1986, el establecimiento de precios por diferencial se ha convertido en la norma, con transacciones que se cierran sobre la base de un marcador, al que se suma o resta un diferencial (relativamente estable). El diferencial representa variaciones en el monto de las ganancias del producto refinado y refleja también, dependiendo del lugar de producción del crudo y la distancia a la que se encuentra de los centros clave de refinación, un elemento de la estructura temporal de los precios, al igual que diferencias en los costos de flete. El comercio inmediato de petróleo crudo normalmente es para remesas que deben cargarse varios días o semanas después de la fecha de la transacción, lo cual significa que el precio absoluto de la negociación raramente se sabe al momento de cerrarse el trato, y lo único conocido es el diferencial del marcador. Así, los marcadores establecen los términos generales de los precios inmediatos, y el comercio inmediato determina los precios relativos de los crudos.

El mercado de entrega inmediata para cargamentos transportados por mar se encuentra dominado por marcadores de precio que toman como punto de referencia el Brent "fechado". Éste es el marcador para el mercado *spot* del mar del Norte (tanto en el Reino Unido como en Noruega), al igual que para el comercio de crudos de África occidental y el petróleo que se comercia en el Mediterráneo. En otras partes, los precios del limitado comercio de crudos del Medio Oriente

para entrega inmediata se determinan en función de los diferenciales de los precios oficiales. Lo mismo ocurre con los crudos indonesios y del Lejano Oriente.

El comercio inmediato en Estados Unidos para el crudo enviado por oleoductos tiende a fijar sus precios en relación con el WTI. El único crudo estadounidense importante que se transporta por mar es el Alaskan North Slope (ANS); éste cuenta con un mercado anticipado pequeño para las entregas en el golfo de Estados Unidos, y se comercia también tomando como referencia el WTI. El único otro caso en que se emplea el WTI como marcador es en la importación estadounidense de ciertos crudos del mar del Norte y de África occidental. Sin embargo, el mercado de Estados Unidos está más bien aislado del resto del comercio mundial. El crudo estadounidense no puede exportarse debido a que existe una ley que lo prohíbe, misma que refleja una preocupación por mantener la seguridad del abasto. Más aún, la logística que supone la determinación de precios del crudo entubado es completamente diferente de aquella relacionada con los cargamentos que tienen que transportarse por mar, los cuales prácticamente dominan la totalidad del comercio petrolero. Por lo tanto, se puede afirmar que el WTI no es un marcador que se utilice ampliamente y su importancia es mucho menor que la del mercado Brent.

### *c) Contratos por término establecido*

La mayor parte del comercio mundial del petróleo se realiza bajo contratos por término establecido. En muchos casos (y en especial en el de Arabia Saudita) los países productores incluyen una cláusula que prohíbe la reventa, de tal manera que prácticamente no existe comercio *spot* para estos crudos. En otros casos, el mercado *spot* es tan sólo residual o de reventa. Con algunas excepciones, el precio de este petróleo se establece en función del mercado, ya que lo determinan directamente los crudos marcadores.

La determinación de precios por parte del mercado, por lo general, adquiere la forma de un diferencial anunciado, el cual se establece a partir de una función del precio del crudo marcador (o, a veces, de un conjunto de crudos marcadores). La evaluación de los precios normalmente se lleva a cabo una vez que se ha cargado el crudo, y más o menos coincide con la llegada de éste a los centros de refinación. Así, por ejemplo, los precios de las exportaciones de crudo de Arabia Saudita a Europa normalmente se establecen en función del promedio de cinco

días de los precios del Brent fechado, 30 días después de la carga de las remesas, menos un ajuste mensual (relativamente estable). De tal manera que los marcadores determinan directamente los niveles generales de los precios de la mayor parte del comercio mundial del petróleo.

Aun cuando las fórmulas para establecer los precios varían de un país productor a otro, existen algunos rasgos comunes. El Brent fechado es sin duda el marcador de crudo dominante y, de hecho, casi exclusivo para las importaciones europeas, al igual que para las exportaciones del crudo de África occidental a diversas partes del mundo. Normalmente se utiliza como marcador el promedio de precios de cinco días del Brent fechado. Con respecto a la mayor parte de las exportaciones a Estados Unidos, el ANS que se transporta por mar es el que se emplea como marcador, aunque México utiliza una canasta más compleja de tipos de crudo (entre los que se incluye el Brent).

Los contratos por término establecido para el Lejano Oriente adquieren una forma ligeramente distinta. Por lo general, los productores de dicha región (al igual que México) utilizan el promedio mensual de precios del Dubai y el Omán más, o menos, un plazo de ajuste. Los precios utilizados en estas fórmulas son normalmente aquellos que establece Platt, una agencia evaluadora de precios de Nueva York. Platt cotiza el Omán por encima del Dubai, el cual cambia muy raramente. El uso del Dubai como marcador para el crudo del Lejano Oriente es desafortunado. Algunas investigaciones empíricas han demostrado que el valor del Dubai de hecho realiza un arbitraje de éste con el Brent en Europa, y no está ligado a las condiciones del mercado petrolero del Lejano Oriente.<sup>3</sup>

#### CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO

De lo dicho hasta ahora, podemos sacar en claro que los principales crudos marcadores gozan de una influencia que sobrepasa por mucho sus mercados individuales. Por ejemplo, de un total de aproximadamente 30 mmbd que se comercian en el mercado internacional de crudo, el precio de cerca de 15 mmbd se encuentra directa o indirectamente determinado por el mercado Brent, y cerca de seis mmbd, por el

<sup>3</sup> Véase Horsnell y Mabro, *op. cit.*

mercado Dubai. A lo largo de los últimos seis años, dicha concentración del establecimiento de precios en los mercados de los principales crudos marcadores se ha visto acompañada por otros cambios profundos en la estructura del mercado. Podemos identificar tres características importantes al respecto.

La primera es el cambio drástico en la composición de los participantes que intervienen en la determinación de los precios en los principales mercados. El mercado se encuentra dominado actualmente por las casas financieras de Wall Street, en particular Goldman Sachs y Salomon Brothers. Tan sólo estas firmas comparten cerca de una tercera parte del mercado de futuros del Brent y del Brent anticipado, y una quinta parte del mercado del Dubai. En la actualidad, las casas financieras son más importantes en la determinación de los precios que las propias compañías petroleras. De tal manera que estamos frente a un mercado dominado por intermediarios, en el que, de hecho, no participan los productores más importantes. Regresaremos a este punto en la siguiente sección.

El segundo rasgo lo constituye el profundo cambio que ha sufrido la comercialización misma del petróleo. La mayor parte de las transacciones se lleva a cabo mediante tratos que fijan el precio diferencialmente (tratos distribuidos), y que comercian con diferenciales entre diversos plazos o entre distintos tipos de crudo. Este comercio “distribuido” desempeña la importante función de garantizar que el arbitraje entre diferentes mercados, así como dentro de un mismo mercado pero entre diferentes meses de entrega, se lleve a cabo rápida y eficientemente. De esta forma, los diferenciales están menos expuestos a las distorsiones que normalmente se relacionan con la volatilidad del nivel de los precios a corto plazo. No obstante, en algunos mercados se puede observar una disminución en el monto del comercio de remesas individuales, es decir, en el comercio que establece niveles absolutos de precios en contraposición a los niveles relativos. Si el monto del comercio en precios absolutos permanece, entonces la base de información sobre la que descansa el nivel general de precios puede verse comprometida.

El tercer rasgo se refiere al desarrollo de la estructura de mercado, el cual no está completo todavía y se caracteriza particularmente por la ausencia de ciertos mercados. Aún faltan algunos mercados importantes, tanto en lo que se refiere a las dimensiones temporales y espaciales, como a aquellas vinculadas con la calidad del crudo. El aspecto temporal se relaciona con el hecho de que el comercio continúa confinado a los meses inmediatos, y hay poca liquidez en los mercados de

más largo plazo. El aspecto espacial tiene que ver con la ausencia de crudos marcadores regionales. En particular, todavía no existe un crudo marcador claramente establecido para el mercado del Lejano Oriente, el cual, por otra parte, está expandiéndose con suma rapidez. La producción en esta región se encuentra atada a los incompetentes regímenes de precios oficiales y, como se mencionó antes, el crudo marcador más utilizado, el Dubai, responde más a las condiciones europeas que a las asiáticas. Otra ausencia importante es el crudo amargo. Por un lado, la mayor parte del mercado mundial petrolero corresponde a crudos amargos y, por el otro, el incremento más alto en la producción mundial de petróleo en la próxima década será también en el crudo amargo. No obstante, no existe aún en Estados Unidos ni en Europa un mercado líquido para crudos amargos transportados por mar que pueda servir como marcador. Si bien el ANS se ha utilizado como tal, la liquidez en el mercado anticipado de este crudo es ciertamente muy limitada y sus precios parecen cada vez más hipotéticos y susceptibles de ser manipulados. El único marcador de crudos pesados útil para las exportaciones del Medio Oriente a Europa es el Dubai; sin embargo, ningún productor lo emplea actualmente.

#### LA POSICIÓN DE LOS PAÍSES PRODUCTORES

Como hemos visto hasta aquí, la importancia de los principales crudos marcadores ha aumentado considerablemente gracias a las políticas de determinación de precios de los países productores. En general, la actitud de estos países hacia el mercado ha sido más bien ambivalente. Por un lado, dependen de los precios que establece el mercado y, por el otro, generalmente se han rehusado a participar en los mercados donde se determinan los precios, y con frecuencia han suprimido mercados *spot* secundarios para la reventa de sus crudos.

Aunque los precios deben, en teoría, determinarse en el mercado de los crudos marginales, esto no ocurre así. La fuente marginal de oferta es el crudo de Medio Oriente de bajo costo, pero no existen verdaderos mercados *spot* para este crudo. En contraste, el precio relativamente más alto del crudo del mar del Norte es intramarginal, y los productores de esta región nunca han actuado de manera "oscilante". En realidad, la producción de corto plazo del mar del Norte es totalmente insensible al precio. Aun cuando el hecho de que los precios sean determinados por mercados intramarginales no representa un defecto, es indispensable que estos mercados reflejen las condiciones

marginales. En otras palabras, para poder operar de manera eficiente, los mercados que fijan los precios necesitan información sobre la producción y las políticas de los productores. Esta información no es siempre fácil de reunir y de estimar correctamente, sobre todo en el corto plazo. Sin duda, la forma más eficiente de transmitir esta información al mercado sería mediante la participación directa de los países productores en los mercados donde se determinan los precios. Sin embargo, hasta el momento este tipo de participación es prácticamente inexistente.

Por varias razones, la falta de participación de la mayoría de los países productores resulta desafortunada, tanto en lo que se refiere al funcionamiento de los mercados como a las economías de esos países. Desde el punto de vista del mercado, las posiciones y políticas de los principales países productores, y en particular de Arabia Saudita, son de vital importancia. Los productores gozan del poder suficiente en el mercado para obtener el nivel que más les plazca dentro de la muy amplia banda de cualquiera de los precios dominantes. No obstante, la efectividad y viabilidad de esta operación depende de los mecanismos con que se envían las señales entre los productores y el mercado. Mientras más distante y débil sea ese mecanismo, mayor será la variación de los precios.

Tomemos un ejemplo de los mercados monetarios. En este ámbito, el equivalente a los países productores de petróleo son los bancos centrales de las naciones del Grupo de los Siete. Si bien el mercado es el que determina las tasas de cambio, los bancos centrales tienen varios métodos para comunicarle sus puntos de vista y preferencias respecto del rumbo que deben tomar. No queremos decir con ello que los bancos pueden elegir las tasas que ellos quieran, sino solamente que pueden enviar señales sobre cuáles son sus preferencias respecto de una banda específica de tasas de cambio, que pueda percibirse como creíble gracias a acciones directas de los propios bancos. Los bancos centrales pueden intervenir en los mercados de cambio, y de hecho lo hacen, ya sea comprando o vendiendo sus propias divisas. También actúan en conjunto, comprando o vendiendo cualquier divisa cuyo valor se haya movido fuera de la banda que, según el consenso, le corresponde. Dado el enorme poder que tienen los bancos en el mercado, con frecuencia es suficiente el envío de una simple señal de sus deseos. Mientras el mercado esté convencido de que los bancos centrales pueden intervenir creíblemente, éste se ajustará sin necesidad de que haya una acción directa por parte de esos bancos. Tales señales pueden tomar la forma de declaraciones o de una intervención

limitada en el mercado para expresar su intención. De modo que los bancos centrales tienen el poder de mantener las divisas dentro de una banda deseada, por tanto tiempo como ese poder sea percibido como creíble. La devaluación efectiva de la libra esterlina en 1992 es un ejemplo de cómo el banco central y el gobierno probaron no tener credibilidad en un momento determinado, pero el tamaño del ajuste indica que durante largo tiempo los bancos centrales mantuvieron la libra en un nivel muy diferente del que el mercado, por sí solo, habría establecido para ella.

No hay duda de que el poder de los productores de petróleo en el mercado es por lo menos tan fuerte como el de los bancos centrales en los mercados monetarios. La diferencia radica en que ese poder no se ejerce mediante la participación de los países productores en la determinación de los precios del petróleo en los mercados del WTI y el Brent. El precio de mercado debe reflejar la posición tanto de los consumidores como de los productores. Al no haber una expresión directa de los puntos de vista de los productores por medio de operaciones en el mercado, éste por sí solo tiene que inferir tales posturas a partir de señales inconexas. Los encuentros de la OPEP ocurren a intervalos diferentes y su impacto con frecuencia es ambiguo. El resto del tiempo, el mercado está obligado a adivinar cuál es la posición de las naciones productoras y, por desgracia, continuamente demuestra que no es capaz de interpretar de manera correcta la información estructural de que dispone. El resultado de esto es que los precios del petróleo se mueven en bandas muy amplias y tienen una volatilidad excesiva, en comparación con lo que ocurriría en caso de que la información se transmitiera de forma más eficiente.

Con frecuencia, se aduce que los países productores más importantes no pueden comerciar en los mercados que determinan los precios del petróleo, porque a los participantes no les gustaría tratar con agentes que tienen un poder tan grande en el mercado. Nuevamente puede hacerse la comparación con los mercados monetarios; los operadores de divisas no dejan de negociar porque los bancos centrales pueden intervenir en el mercado. Más bien, las acciones de los bancos centrales son una valiosa pieza de información adicional, y son una forma de hacer evidente hacia dónde les parece que el mercado debe moverse. Los productores principales siempre han influido en el mercado y siempre lo harán, pero hasta ahora esa influencia únicamente se ha ejercido por medio de los niveles físicos de producción, con los consiguientes retrasos e interpretaciones erróneas de la información. La participación directa es una forma de influencia mucho más apro-

vechable. La elección es entre un mercado que determina un precio sobre la base de fundamentos y de su particular percepción de las posturas de los países productores, y un mercado cuya determinación de precios se haga a partir de fundamentos y de la expresión directa de las preferencias de los países productores mediante su actividad en el mercado. Este último, sin duda, resulta el mercado más eficiente y más valioso en términos económicos.

Uno de los temas es la participación directa en el Nymex y el IPE, con el fin de proveer al mercado de la información necesaria para mantener los precios dentro de la banda deseada. Existen, sin embargo, dos temas íntimamente relacionados que se refieren a cómo los países productores deben manejar sus ingresos y a cómo deben comerciar su petróleo.

El primero se centra en si los países productores deben intentar un manejo arriesgado de algunos o de todos sus ingresos petroleros. Un problema económico básico en los países productores de petróleo, y particularmente en las economías que dependen de él, es la incertidumbre que provoca la fluctuación de los precios del crudo respecto de los ingresos. Esta incertidumbre puede producir severos efectos macroeconómicos. Primero, hace que la planeación de las inversiones se vuelva excepcionalmente difícil. Segundo, el gasto público tiende a seguir una sola dirección. Cuando los ingresos suben, el gasto público sube también, pero cuando los ingresos caen, el gasto público tiende a mantenerse arriba. El resultado de la volatilidad de los precios del petróleo es, entonces, el incremento de los déficit gubernamentales y el aumento de la deuda externa. Este patrón es el que se observa precisamente en las economías que dependen del petróleo, como consecuencia del colapso de los precios del crudo ocurrido en 1986. En particular, las restricciones al capital que enfrenta actualmente la mayoría de los países que dependen del petróleo (incluida Arabia Saudita) son el resultado directo de la incertidumbre financiera, combinada con gastos rígidos y excesivos.

Esto nos lleva a preguntarnos si los países que dependen del petróleo deberían realizar operaciones de *hedging* para proteger sus ingresos petroleros. Sin duda, desde cierto punto de vista, la respuesta es sí, puesto que los beneficios de reducir la incertidumbre son potencialmente muy grandes. Sin embargo, en el nivel práctico existen dos problemas. El primero es la tendencia de los futuros petroleros y del comercio de opciones a concentrarse fuertemente en los primeros dos meses, de modo que es muy poca la liquidez que puede encontrarse después de ese periodo. De tal manera que para lograr un grado de

protección significativo de los ingresos con el fin de reducir la incertidumbre, se necesitaría asegurar una cobertura por lo menos de un año, y generalmente de más tiempo, lo cual significa un plazo mucho más largo que el de la mayoría de las operaciones de administración de riesgos de las compañías petroleras comerciales. De ahí que sea necesario entrar al mercado "sobre el mostrador" (*over-the-counter*) mediante la firma de acuerdos "sobre medida", por lo general, aunque no necesariamente, con alguna casa financiera europea o de Wall Street, la cual, como es de suponerse, buscará obtener alguna compensación por los riesgos que asume. El segundo problema está relacionado con el anterior, y se refiere al hecho de que es difícil cubrir grandes volúmenes de petróleo, debido a la poca liquidez que existe en los meses posteriores a la comercialización. En cierta forma, éste es el clásico problema del huevo y la gallina; en teoría, debería haber un mercado de coberturas de largo plazo para grandes volúmenes, si existiera una demanda demostrada (con la importante condición de que tal demanda tendría que provenir de los países que asumen generalmente los precios, más que de los países que los establecen). Estas dificultades dejan todavía un considerable margen de acción para las operaciones de los países productores destinadas a reducir la incertidumbre de los ingresos, pero prácticamente este campo de acción en la actualidad es bastante limitado.

Hasta ahora hemos considerado dos formas de participación de los países productores: la intervención directa en los mercados donde se determinan los precios, y las operaciones compensatorias para cubrir sus ingresos dentro de esos mismos mercados. Estos dos tipos de acciones no implican necesariamente que los países productores vayan a obtener precios más altos, pueden incluso conseguir precios más bajos, pero el propósito de su orientación mercantil es darse cuenta de los importantes beneficios que resultan de la reducción de la volatilidad de los precios y del grado de certidumbre en los ingresos. Sin embargo, el nivel de precios obtenido es el criterio válido en las consideraciones que surgen cuando tomamos en cuenta cómo comercian los países productores su crudo.

Podemos decir que las transacciones en el mercado de un país productor representativo se hacen, principalmente, mediante contratos por término establecido. Como se mencionó antes, éstos generalmente toman el aspecto de fórmulas para el establecimiento de precios a partir de crudos marcadores, las cuales con frecuencia imponen restricciones a la reventa inmediata del petróleo adquirido bajo los términos de estos contratos. La pregunta entonces es si esto reduce o

incrementa el valor de su producción, es decir, ¿las ventas *spot* con condiciones de reventa elevadas consiguen valores más altos? La respuesta a esto sólo puede ser condicional, pero, para ofrecer un panorama, diremos que las ventas *spot* generalmente alcanzan valores promedio más altos con el tiempo, si se logra reunir una serie de condiciones. La primera es que el petróleo crudo debe ser fácilmente comerciable y sustituible por otros crudos en un amplio número de pasos de la refinación. Un crudo especial o difícil de introducir en el mercado, como uno con alto contenido de metal o azufre, normalmente se vende mejor mediante contratos por término establecido. Una refinería equipada para procesar un tipo de crudo en particular es muy posible que tenga que pagar alguna prima para asegurar el abasto y eliminar el peligro de restricciones inherentes a un contrato por término establecido. Por otro lado, es más probable que una refinería que cuenta con grandes posibilidades de sustitución busque un descuento promedio implícito por la falta de flexibilidad adquisitiva que imponen los contratos por término establecido.

La segunda condición es que el productor debe contar con instalaciones de almacenamiento adecuadas, es decir, debe tener la posibilidad de reservarse la opción de rehusarse a vender en caso de que los precios estén considerablemente bajos. Sin estas condiciones, no es posible probar que las ventas inmediatas no son ventas desesperadas. En tercer lugar, deben quitarse las restricciones a la reventa, o las otras ventas acarrearán un descuento implícito. La operación del mercado no puede asegurar precios verdaderos sin que exista la posibilidad de arbitraje. En cuarto lugar, las compañías productoras requieren personal con la calificación técnica necesaria para realizar operaciones de mercado abiertas, y una estructura organizativa responsable que no deje a sus negociadores en situaciones de mucho riesgo. La condición final radica en que se eliminen las restricciones a los volúmenes para la exportación, es decir, los valores se maximizan si el petróleo fluye libremente hacia donde lo determina el mercado. La división arbitraria de los volúmenes por zonas geográficas con frecuencia deja desequilibrados los valores marginales del petróleo crudo entre las regiones, y de este modo reduce los valores totales.

Algunas de las principales naciones productoras no cumplen con las condiciones antes expuestas, en particular con la cuarta. Sin embargo, varios países las cumplen en uno o más de los pasos que siguen para la exportación de su crudo, y esta forma de reevaluar las operaciones de mercado parece ser tan factible como deseable.

## CONCLUSIONES

Primero, como resultado de los cambios en las políticas de precios de la mayoría de los principales países productores, la importancia de los crudos marcadores ha aumentado considerablemente en los últimos años. El paso que ha llevado el establecimiento de precios oficiales al de precios determinados por el mercado –y provocado en algunos casos su caída drástica– ha convertido algunos de los principales mercados, en particular el del Brent, en los centros mundiales donde se conforman los precios del petróleo. Estos cambios también han estado acompañados por la entrada de nuevos intermediarios en los principales mercados del crudo y una mayor sofisticación en los instrumentos de comercio empleados.

Planteamos en este artículo que sería muy importante para los países productores que reexaminaran sus relaciones con el mercado. Vimos que existen tres aspectos fundamentales que es necesario considerar: si los países productores deben participar en los mercados que determinan los precios, si deben intentar reducir la incertidumbre de los ingresos y si, en ciertos casos, las ventas *spot* son preferibles a las ventas por término establecido. Luego del análisis aquí presentado, podemos concluir que estos tres tipos de operaciones no sólo resultarían de suma utilidad, sino que además existe un campo de acción donde pueden desarrollarse en distintos grados.

Traducción de LAURA SOSA PEDROZA