

Economía

de la refinación

Luis Gerardo Guerrero Gutiérrez*

Introducción

Es muy común que se aborde el tema de los precios del petróleo desde el punto de vista más tradicional (oferta y demanda). En este sentido se consideran las influencias por parte de factores geopolíticos y también el impacto en los precios que tienen los especuladores en el mercado de futuros. Sin embargo, poco se habla de la influencia que tiene la parte *downstream* (aquella relacionada con la refinación) en los precios del petróleo.

Dentro de la industria petrolera, ésta parte es quizá la menos atractiva para muchos analistas ya que representa en gran medida lo que se considera como “negocio tradicional”, es decir, la creencia común señala que no existe una “renta” asociada a estas actividades, a diferencia de la parte de exploración y producción, en donde las ganancias generalmente sobrepasan por mucho las inversiones destinadas a la producción. Los riesgos asociados también disminuyen y no existen grandes avances tecnológicos, sin embargo, no puede perderse de vista la capacidad que tiene esta industria para influir sobre los precios del crudo y, de hecho, captar cierta “renta” por sus actividades.

La mayor influencia que tiene esta industria es en lo referente a los diferenciales entre los precios de las diferentes calidades de crudos que existen en el mercado, ya que a partir de estos se obtienen distintas proporciones de los productos que la sociedad demanda. De esta manera las configuraciones de las refinerías existentes en una región (o a nivel mundial) marcarán la demanda por cierto tipo de crudo en especial y las inversiones que se requerirán hacia el futuro de manera para adecuar las instalaciones y adaptarlas a las nuevas condiciones del mercado, influenciando una vez más el precio de los crudos.

Para comprender lo anterior es necesario entender a detalle cómo operan y obtienen sus ganancias los refinadores.

Refinación

De manera general las refinerías más complejas, es decir, aquellas con el mayor número de procesos, son las que tiene las mayores ganancias, mientras

* Maestro en Ingeniería Energética, Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

que las más simples operan muy cercanas a su punto de equilibrio llegando incluso a tener pérdidas. Esto se debe a que requieren de procesar crudos ligeros que son los que tiene los precios más elevados. Lo anterior es consecuencia de que estas refinerías carecen de procesos de conversión profunda con los que se rompen las moléculas de hidrocarburos más pesadas para producir moléculas más ligeras (estos procesos de conversión profunda abarcan procesos como *coquización retardada* en donde los compuestos de alto peso molecular se someten a altas temperaturas de manera que se rompan sus enlaces y formen hidrocarburos más ligeros como gasolinas o diesel). Las refinerías más simples producirían márgenes reducidos de productos de alto valor a partir de crudos pesados, por lo que no se justificaría el pagar grandes sumas de dinero por crudos de baja calidad.

Por el contrario, en refinerías de mayor complejidad las moléculas de mayor peso molecular -presentes en los crudos pesados- pueden fraccionarse y obtenerse productos ligeros. Esto da como resultado mejores rendimientos económicos y por tanto más recursos para pagar crudos de esta calidad. Un ejemplo de las diferencias existentes entre las refinerías se observa en el siguiente cuadro en el que se muestran los rendimientos promedio de la mezcla Cold Blake (22.6°API, 3.6% de azufre) en distintas configuraciones.

Tabla 1
Rendimientos de productos en distintas configuraciones de refinerías (%)

Productos de Refinación	Tipo de refinería		
	Refinería simple	Refinería de media complejidad	Refinería de alta complejidad
GLP	1.1	1.1	1.1
Gasolina	12.9	42.8	57.8
Jet Fuel	4.7	4.7	5.9
Diesel	13.5	17.7	19.4
Combustóleo	12.5	2.8	2.8
Coque	0.0	2.8	11.2
Asfalto	55.3	33.2	8.3
Total	100	105.0	106.5

Asociando estos rendimientos con los precios a la venta del refinador se tiene la siguiente relación:

Tabla 2
Relación precio-producción en distintas configuraciones de refinerías

USD/bbl		Ingreso por tipo de refinería (producción por precios) (USD)		
GLP	38.94	0.43	0.43	0.43
Gasolina	60.00	7.74	25.71	34.69
Turbosina	57.50	2.70	2.70	3.37
Diesel	59.00	7.97	10.42	11.44
Combustóleo	30.00	3.75	0.83	0.83
Coque	15.00	-	0.42	1.68
Asfalto	25.00	13.83	8.30	2.07
Ingreso bruto		36.41	48.80	54.52
Costo de proceso		5	6.50	8.50
Ingreso neto		31.41	42.30	46.02
WTI	50.0			
Diferencial relacionado		18.59	7.70	3.98

Fuente: Alberta Energy, International Crude Oil Handbook, Crude Monitor, Telerate.¹

En el ejemplo anterior² se observa cómo cambia la economía entre una refinería de alta complejidad en comparación con una simple debido a las distintas proporciones de productos de mayor valor que en ellas se producen. Así, entre mayor complejidad posea una refinería se privilegiarán los productos con mayor valor en el mercado, sacrificando la producción de los productos pesados; inclusive los rendimientos volumétricos superan 100% conforme la complejidad aumenta. Este aumento se debe a que en estas refinerías existe la capacidad de *crackear* o romper moléculas de cadenas largas de hidrocarburos que ocupan menor espacio, en cadenas más cortas, derivando en una expansión volumétrica y en un mayor aprovechamiento.

Esta variación en complejidad es consecuencia de un mayor número de procesos y por tanto de un incremento en los costos de operación, los cuales son cerca de 70% mayores en una refinería de alta complejidad (5 USD/bbl procesado vs 8.5 USD/bbl) en comparación con los de una simple.

Aun con tales incrementos en los costos de operación, la asimetría en la producción de productos de mayor valor se traduce en ingresos considerablemente más altos. Así, tomando en cuenta este ejemplo, una refinería de complejidad media ganará 34.6% más que una refinería con configuración simple que opere con este crudo, y en una con alta complejidad este diferencial llegará hasta 46.5 por ciento.

¹ Datos publicados en *Alberta Royalty Review*, Canada, 2007.

² Ejemplo tomado de *Alberta Royalty Review 2007*, "Oil Sands Economic and Royalty Series, Appendix A", Canada, 2007.

Refinería marginal y su impacto en el precio del crudo

El ingreso neto que se muestra en la tabla sirve como indicador del máximo precio que el refinador estaría dispuesto a pagar por un crudo de éstas características tomando como límite el punto de equilibrio. Considerando los datos expuestos, una refinería simple podría pagar hasta 31.41 USD/bbl (precio del crudo de referencia WTI menos el diferencial), una de complejidad media 42.30 USD y una de alta 46.02 USD.

El mismo ejemplo puede emplearse a fin de mostrar de manera sencilla cómo el diferencial existente entre los crudos se ve afectado dependiendo de las capacidades instaladas de cada configuración. Si se considera una simplificación del mercado de petróleo, limitando el mercado a un sólo tipo de crudo, un sólo mercado y que toda la demanda de crudo está ligada al volumen de crudo ofertado, se tendría lo siguiente. En el supuesto que las capacidades existentes de cada refinería fueran como sigue:³

Tabla 3
Capacidad supuestas por tipo de refinería

Tipo de refinería	Capacidad (mbd)
Simple	40
Compleja	30
Alta Complejidad	30

Si llegara al mercado un volumen de entre 1 y 30 mbd, el precio del crudo se encontraría entre el 42.3 y 46.02 USD. A esta demanda el límite superior estaría dado por el punto de equilibrio al cual una refinería de alta complejidad podría operar sin caer en pérdidas, mientras que el límite inferior se determinaría por el precio al cual estas refinerías evitarían competir por este crudo con las refinerías de complejidad media. En este sentido, la configuración marginal⁴ serían las refinerías más complejas (coquizadoras).

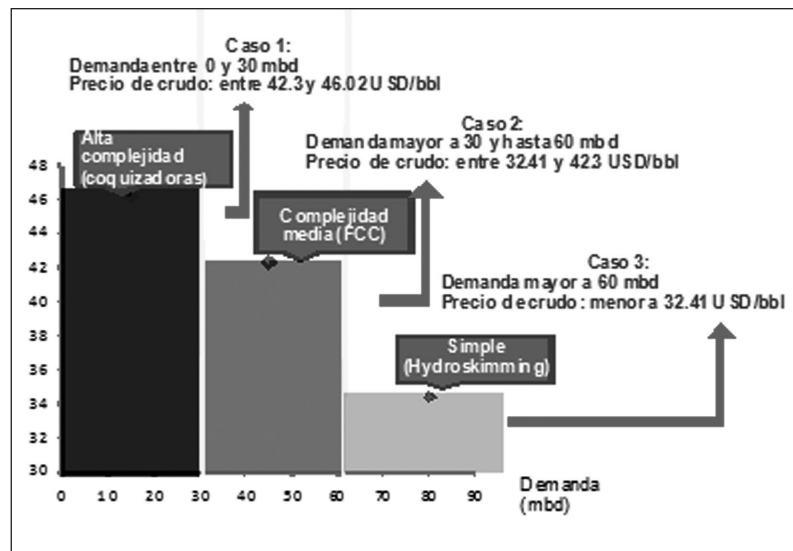
Del mismo modo, si el volumen de crudo demandado por el mercado fuera mayor a 30 mbd y menor a 60 mbd, las refinerías de complejidad media tendrían que entrar en operación a fin de refinar el volumen de crudo que no se pudo procesar por la falta de capacidad de las refinerías de alta complejidad.

³ *Idem.*

⁴ Tipo de configuración de refinería en donde el margen de operación es cero, de modo que configuraciones más simples operarían con márgenes menores a cero.

dad. Siguiendo la misma lógica que en el evento anterior, el precio del barril de crudo estaría entre 42.3 (máximo precio que la refinera de media complejidad estaría dispuesto a pagar) y 31.41 USD, precio al cual las refineras más simples quedan fuera de la competencia por este crudo; otorgando un mayor margen de ganancia a las refineras altamente complejas y permitiéndoles captar un mayor diferencial en los precios de los crudos.

Figura 3.1
Demanda de crudo y configuración marginal
(USD/bbl vs mbd demandados)



Por último, en caso de que el volumen de crudo que llegara al mercado fuera superior a 60 mbd, la refinera simple entraría en operación, volviéndose la configuración marginal. En este caso, dado que esta refinera posee su punto de equilibrio a 31.41 USD/bbl, éste sería el máximo precio que esta refinera podría pagar, por lo que el precio del crudo tendría que ser igual o inferior. Como se puede inferir, el precio final que puede alcanzar el crudo, dependiendo de los rangos en los que se sitúa, dependerá la configuración de refineras que se requieran para cubrir la demanda.

Como puede deducirse, si el diferencial entre un crudo pesado y uno ligero se ampliara de una manera muy considerable hasta un punto en que los refinadores pudieran compensar sus pérdidas por procesar crudos de menor calidad y comprar este tipo de crudo, los productores podrían decidir cortar cierta producción para elevar los precios y estrechar los diferenciales. Sin

embargo, dentro de éstos límites, los diferenciales pueden moverse de una manera aleatoria, y las dinámicas de ajuste se dispararían en el momento que los diferenciales los cruzaran.

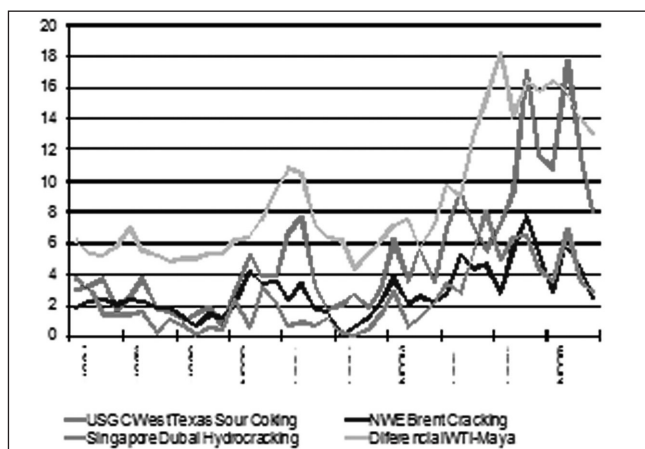
Capacidad de refinación

También debe tomarse en consideración que pocas refinерías en el mundo tienen la capacidad de procesar crudos pesados (alrededor de 25% del total mundial). Esto explica que los crudos de mayor demanda sean los crudos ligeros, cuyos mayores rendimientos de destilados ligeros e intermedios en refinерías de poca complejidad los hace atractivos sobre todo para compañías y países que no cuentan con recursos suficientes para invertir en reconfigurar las refinерías o en construir éstas con procesos complejos.

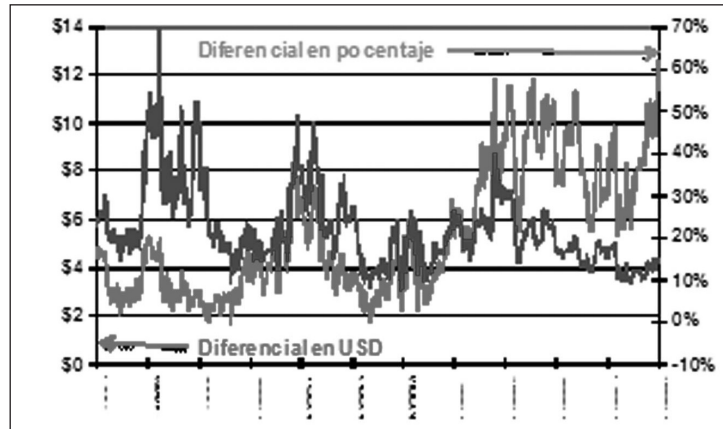
Sin embargo, y debido a que en años recientes se han tenido unas ganancias muy elevadas en las refinерías complejas, muchas compañías a nivel mundial han optado por realizar las reconfiguraciones necesarias en sus refinерías para aumentar la complejidad de las mismas, además de que gran parte de las nuevas refinерías que se planean para entrar en operación incluyen procesos de conversión de residuales. Esta estrategia por parte de los refinadores busca capturar los diferenciales existentes entre el crudo ligero y pesado y adecuar las refinерías a los crudos más pesados que se espera sean los que se extraigan en mayor cantidad hacia el futuro.

En las siguientes gráficas se aprecia como entre mayor sea el diferencial en precio entre crudos de distintas calidades, las refinерías con mayores ingresos serán las de configuraciones complejas.

Márgenes de refinación en configuraciones y crudos seleccionados
(USD/bbl)



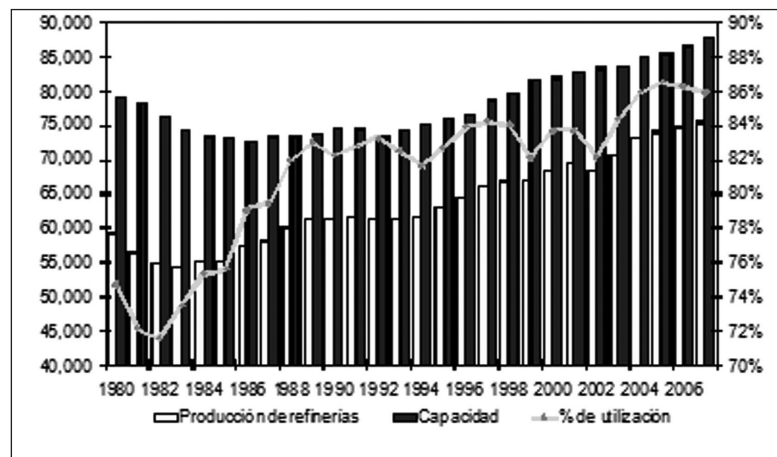
Diferencial Istmo-Maya (USD, %)



Fuente: Bp statistical review of World Energy, June 2007.

A pesar de esto, no ha existido una inversión considerable en las últimas décadas que ayude a recuperar los niveles históricos de capacidad excedente. Esto se traduce en una incertidumbre respecto a cómo cubrir una creciente demanda de productos petrolíferos, además de que, en caso de que algún imprevisto llegara a ocurrir y saliera de operación alguna refinería (e.g. el huracán Katrina), podría repercutir en un déficit en la oferta de estos productos.

Capacidad de refinación y producción de refinerías (miles de barriles/ %)



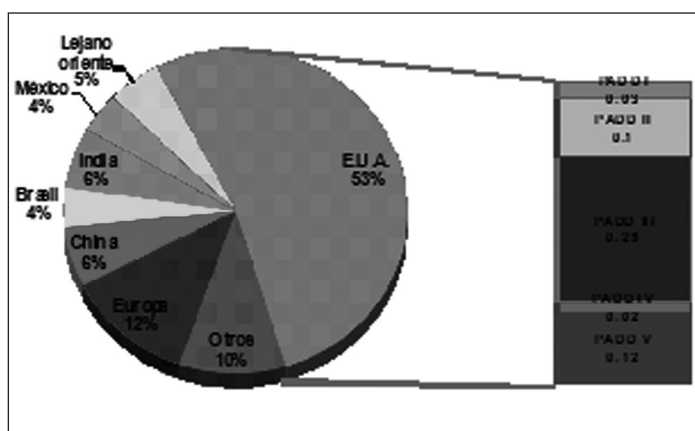
Fuente: Bp statistical review of World Energy, June 2008.

La poca inversión y falta de crecimiento en la capacidad ocasiona que las refinерías registren altos niveles de utilización operando en niveles en los que la refinерía no tiene su mayor eficiencia. Esto se debe a que los procesos no se encuentran totalmente integrados unos con otros, es decir, no poseen las mismas capacidades entre los procesos secuenciales. Así, la producción de residuos de vacío en la torre de vacío que opere a altos niveles de utilización sobrepasaría la capacidad de alimentación de procesos subsecuentes (e.g. coquización retardada). Con esto, incluso parte de las refinерías de mayor complejidad operarían como refinерías de media o incluso de baja complejidad, aumentando los diferenciales entre los precios del crudo ligero y pesado.

Capacidad por región

No todas las regiones poseen la capacidad para procesar crudo pesado, siendo el mercado más relevante para éstos la región de la costa del golfo de los EU (PAD III). En esta zona se localizan las refinерías de mayor complejidad y por lo tanto, donde los crudos pesados pueden cotizarse más alto. Es por esta razón que la demanda por crudos pesados en 2006 en esta PAD representó 25% del total mundial.

Proceso de crudo pesado
(%)



Fuente: Pemex.

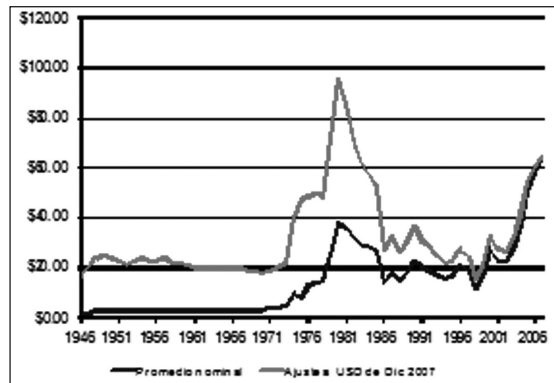
Precios del crudo y crudos marcadores

En la determinación del precio del crudo se involucran muchos factores, no solamente económicos, como sucedería con otras materias primas. De acuerdo con Jean Pierre Angelier, en su artículo “*The Role of Consumer Countries in Determining International Oil Prices*”, en la fijación de los precios del crudo se involucran tres mecanismos:

- **Factores económicos (oferta-demanda):** es el mecanismo que más influye en el corto plazo.
- **Estructura de la industria:** influye en el mediano plazo.
- **Costos de producción y equilibrio a largo plazo:** la teoría indicaría que en el largo plazo el precio del crudo será marcado por el costo de producción del yacimiento más costoso que cubra la demanda del último barril de petróleo en el mercado. Sin embargo, esto no se cumple, lo que se debe a muchos factores entre los cuales se cuentan factores políticos y económicos.

De esta manera, aunque los costos de producción influyen directamente en el precio al largo plazo, éstos no son una variable técnica-económica sino que se convierten en una variable estratégica que manejan los países productores. La siguiente gráfica muestra cómo ha evolucionado el precio del crudo así como su alta volatilidad:

Precio promedio anual de crudo WTI
(USD/bbl)



Fuente: <http://www.oilandgasconfidential.com>.

En los últimos 20 años el estudio de los precios del crudo se ha enfocado principalmente a tres crudos marcadores Brent (Europa), WTI (EU) y Dubai (Asia). Desde que se introdujo el sistema de crudos marcadores a mediados de los ochenta ha habido una aceptación general en la industria de que el comercio spot de estos crudos sirve como una guía del nivel de mercado. Las diferentes calidades de crudo se valúan en diferenciales negociados respecto a los marcadores y es a partir de estos marcadores que los precios de los otros crudos se ajustan ya sea por calidad, logística, etc. La lógica tras esto es que, en cualquier mercado, los precios spot representan el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

Los crudos marcadores deben cumplir con las siguientes características⁵:

- 1) *Liquidez*: debe haber una producción suficiente para evitar su escasez en el mercado.
- 2) *Comercialización*: debe ser producido por distintos actores (compañías) para evitar al máximo la manipulación de precios.
- 3) *Calidad*: los crudos deben presentar características físico-químicas estables acordes a la configuración y necesidades de las refinerías de la zona.
- 4) *Logística*: la zona debe de contar con la infraestructura necesaria para entregar el crudo de la manera más rápida, accesible y menos costosa.

Desafortunadamente la determinación de precios se encuentra lejos de ser una medida adecuada para evaluar el precio del crudo ya que aquellos considerados marcadores rara vez cumplen con las características antes mencionadas. Si se toma el crudo marcador para Estados Unidos (WTI) se observa que una de sus mayores desventajas es precisamente su calidad: mientras que el WTI es un crudo ligero y dulce, la mayoría de los crudos a los que sirve de referencia son pesados y amargos (e.g. Maya). Esto deriva en que los crudos pesados que toman como referencia el precio del WTI se valoran bajo sistemas de refinación en los cuales no son consumidos.⁶ Mientras que el WTI se consume principalmente en la zona central de los EU en donde la configuración marginal de las refinerías es destilación catalítica (FCC), el consumo de los crudos pesados se realiza mayoritariamente en la Costa del Golfo en donde la destilación marginal es coquización. Ésta es una de las razones por las que el diferencial en precio entre el WTI y los crudos pesados

5 Chardome Manzo, Raúl y Roberto Carmona, ¿Seguirá siendo el WTI el crudo marcador del mercado petrolero? , *Energía a debate*, Año 1, Tomo I, núm. 5, Octubre 2004.

6 *Idem*.

es volátil: cuando el WTI presenta bajos precios el diferencial se estrecha, en cambio, cuando el precio de este crudo es muy alto, éste se amplía.

A la fecha, los denominados crudos marcadores en todas las regiones son crudos ligeros o superligeros como el WTI o el Brent, sin embargo en Junio de 2005, la Organización de Países Exportadores de Petróleo decidió cambiar su Canasta de Crudo de Referencia, incluir el crudo BCF-17, que es un crudo extrapesado (16° API) a modo de representar mejor la producción que se obtiene de los países pertenecientes a esta organización.⁷

Además de lo ya mencionado, existe una forma adicional para determinar los precios de crudos considerados no marcadores. Este tipo de crudos son “*price takers*”, es decir, su precio está referenciado al precio de otro crudo. En la actualidad el precio de este crudo es establecido por los productores y consta de cuatro elementos:

- Punto de venta (ajuste por logística de transporte entre zona de producción y de consumo).
- Referencia del mercado a emplear (WTI en Estados Unidos; Brent en Europa y Asia; y Dubai en Asia y Lejano Oriente).
- Factor de ajuste por diferencia de calidad del crudo con respecto al crudo marcador.
- Un mecanismo que advierta sobre las fechas de las cotizaciones sobre las cuales se calculó la fórmula.

Debe considerarse también que en años recientes la producción de los crudos marcadores ha bajado, mientras que la producción de crudos más pesados y amargos se ha incrementado. Por otro lado, la demanda por productos ligeros se ha incrementado y la de los productos pesados como combustóleo ha disminuido, principalmente por la substitución de este por gas natural. También se han elevado los requerimientos de calidad respecto a los productos, en muchos casos se ha limitado de manera considerable el contenido de azufre. Estos cambios registrados han ocasionado que la volatilidad en los diferenciales entre los precios de los crudos ligeros y pesados aumente de manera considerable, una vez más la parte de la industria relativa a la refinación juega un papel determinante en este caso, ya que es en ésta en donde se pueden aumentar los procesos relacionados a la remoción de azufre o procesamiento de crudos pesados. Sin embargo, al haber habido pocas inversiones en este sector en las últimas décadas, los crudos más ligeros aumentan su demanda

⁷ Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Monthly Oil Market Report*, p. 7, Austria, June 2005.

una vez más y acrecientan el diferencial. Para el caso específico de México, dos de los crudos comercializados son un buen ejemplo sobre el diferencial existente: el Istmo, un crudo ligero y dulce; y el Maya, uno pesado y amargo.

Conclusiones

Las capacidades de refinación y más aún, las capacidades de las distintas configuraciones de refinerías a nivel mundial, tienen un impacto directo sobre la fijación de los precios del petróleo crudo, lo cual es más evidente cuando se trata de los diferenciales entre las distintas calidades de crudos. Esto se puede apreciar claramente en los últimos años en los que no han existido fuertes inversiones en la industria de la refinación, y sin embargo, se ha tenido un crecimiento sostenido de la demanda de petróleo crudo a nivel mundial. Esta situación generó que la mayor parte de las refinerías existentes operaran a altos niveles de utilización y, dado que no existe una capacidad considerable de procesamiento de crudos pesados, la brecha existente entre los precios del crudo pesado en comparación con aquellos del crudo ligero se amplió de manera considerable.

Lo anterior, sumado a que la demanda de productos ligeros aumenta mientras que la de productos pesados disminuye, hace que aquellas refinerías incapaces de procesar crudos pesados incrementen su demanda por ligeros (que son aquellos que les brindarían los mayores márgenes de productos de alto valor), aumentando el precio de los crudos ligeros y convirtiéndose en la *configuración marginal* en el mercado. Como los crudos pesados son *"price takers"* y basan su precio en los crudos ligeros, se amplían los diferenciales entre las calidades. Con estas circunstancias, aquellas refinerías que si cuentan con los procesos requeridos para obtener buenos rendimientos a partir de los crudos pesados obtienen un tipo de *"renta"*, ya que compran el crudo pesado a un precio relativamente bajo y venden productos de alto valor en el mercado; dado que los crudos pesados no son atractivos para otras configuraciones de refinerías, podría decirse que los productores de crudo pesado se encuentran hasta cierto punto amarrados a estos compradores. Esto puede entenderse como una especie de transferencia de *"renta"* de los productores de crudo pesado a los refinadores.

Con esto es claro el porque la tendencia actual es invertir en reconfiguraciones de refinerías. Sin embargo, en esta búsqueda de captar la mayor cantidad de recursos, muchos productores de crudos pesados han optado por mejorar la calidad de sus crudos ellos mismos, de modo que puedan vender sus crudos más fácilmente y aumentar sus ingresos.

También es importante mencionar que está empezando a surgir una nueva tendencia respecto de los crudos marcadores, con la cual se busca que algunos de los crudos que dictan en precio sean crudos más pesados, de manera que se reflejen mejor las nuevas condiciones del mercado. En esta búsqueda ya se han empezado a dar ciertos cambios que seguramente impactarán todos los niveles de la industria petrolera.

Bibliografía

- Angelier, Jean-Pierre and Saadi, Hadj, *The Role of Consumer Countries in Determining International Oil Prices, Russian Economic Trends*, Vol. 11, pp. 26-32, 2002
- Adelman, M. A. (1984), 'International Oil Agreements', *The Energy Journal* núm. 5(3), pp. 1-9.
- Chardome Manzo, Raúl y Roberto Carmona. "¿Seguirá siendo el WTI el crudo marcador del mercado petrolero?" *Energía a debate*, Año 1, Tomo I, No. 5, Octubre 2004.
- International Energy Agency, *Medium-Term Oil Market Report*. Paris, France: July, 2007.
- Fattouh, Bassam, *The Dynamics of Crude Oil Price Differentials*, Centre for Financial and Management Studies, SOAS and Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, January 2008, en: <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/WPM36.pdf>
- Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Monthly Oil Market Report*, Austria, June 2005. p. 7.
- Platts, *Crude Benchmark Analysis*, Mar 7, 2006, EU, en: <http://www.platts.com/Oil/Resources/News%20Features/crudeanalysis/index.xml>

Documentos oficiales

- British Petroleum, *Bp statistical review of World Energy, June 2007*, UK: June 2007. <http://www.bp.com>
- , *Bp statistical review of World Energy, June 2008*, UK: June 2008. <http://www.bp.com>
- México, Secretaría de Energía, *Prospectiva de Petrolíferos 2007-2016*, Dic. 2007, <http://www.energia.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=48#prop2007>

Sitios web sobre el tema

- Appendix "A", *Technical Report OS#1, Markets and Pricing for Alberta Bitumen Production*.- Alberta Royalty Review 2007, Oil Sands Economics and Royalty Series, http://www.energy.gov.ab.ca/Oil/pdfs/RISAppendix_A_PriceReview07.pdf
- Chalot, Jean Paul, *The new heavy oil economics; Oil and Gas Investor*, EU: November 2006.
- Sánchez- Albavera, Fernando y Alejandro Vargas, *La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina*, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Cepal, Santiago de Chile, septiembre de 2005. <http://www.cepal.org/publicaciones/xml/9/22669/lcl2389e.pdf>