

La ruta de las arenas bituminosas y la situación internacional

Por *Ing. Nicolás Verini*

Este artículo actualiza un aspecto planteado por el autor en la nota “Trazadores: el West Texas Intermediate pierde terreno como crudo de referencia” publicada en el número 5/10 de *Petrotecnia*, en referencia a que la llegada del crudo canadiense a los Estados Unidos obliga a modificar el sistema de transporte y la dirección de algunos ductos, que deberán trabajar en reversa. Pero debajo podría subyacer toda una estrategia de búsqueda de mercados

El crudo que se produce con las arenas bituminosas en Canadá llega a los Estados Unidos por varios ductos, y no sólo a las refinarias del centro, sino también hacia las del golfo de México, lo que presiona a la terminal de Cushing (el pequeño pueblo situado en Oklahoma donde hay un importante nudo de oleoductos; y que es un conocido punto de entrega de contrato de futuros del West Texas Intermediate) a evacuar sus crudos más hacia el Midwest (Medio Oeste, región de los Estados Unidos), cuya integración tecnológica en la refinación está más de acuerdo con los productos que requiere ese mercado.

Los crudos canadienses y el sistema de intercambio en la frontera energética común entre los dos países forman parte de una importante red de comercio y de inversiones entre ambas naciones, que se extiende sobre un extenso límite de más de 8.800 km, y

apuntalan un comercio que supera los 600.000 millones de dólares estadounidenses (US\$).

En un informe reciente de la empresa analista EnerDossier sobre el mercado energético global, se puntualiza que Canadá es el destino privilegiado de las exportaciones de los Estados Unidos y que allí son ocho millones los empleos estadounidenses que dependen de este comercio.

Pero actualmente, el sistema de transporte plantea problemas a dos puntas. Por un lado, el West Texas Intermediate (WTI) no puede llegar a las refinorías más lejanas porque le falta capacidad de transporte, ya que sus ductos fueron construidos hace más de 30 años bajo el sistema de producción y almacenaje que se inició en 1927, cuando Oklahoma se convirtió en el primer estado productor estadounidense, con 750.000 bbl/d; y Cushing se tomó como punto nodal de referencia para el almacenamiento.



Con el tiempo, la presión del crudo canadiense obligó al WTI a buscar otros mercados, e, inclusive, a competir con otros crudos, como el Luisiana Light LLS.

Por otro lado, es un hecho que los crudos canadienses necesitan un mejor sistema de transporte, una red más conectada y dinámica ya que, si no la construyen en los Estados Unidos, las rutas de exportación estarán dirigidas hacia los mercados asiáticos, y esto condicionaría a las refinerías del golfo de México a seguir procesando crudos de Venezuela, México, Arabia Saudita y del golfo Pérsico.

Por ahora, el oleoducto Enbridge Pipeline trae crudo canadiense y se conecta con el Medio Oeste de los Estados Unidos y el Trans Canada-Keystone. Una eventual ampliación del oleoducto desde Cushing a Port Arthur y a Houston, en el golfo de México, posibilitaría la llegada del crudo canadiense a la costa del golfo.

En suma, la llegada del crudo canadiense ha obligado a modificar el sistema de transporte y varios ductos están siendo reacondicionados en su metalurgia y compresión para poder trabajar en reversa; hoy mismo están siendo auditados para ello por los organismo de control y seguridad estadounidenses.

Arenas bituminosas

Las arenas bituminosas (*oil sands*) jugarán en el futuro un rol importante en el suministro de crudos a los Estados Unidos, “pero para ello, el sistema de oleoductos tendrá que ajustarse y acomodar el suministro adicional”, declaró recientemente el director de la consultora multinacional de Energía IHS Cera, James Burkhard, ante el US House Energy and Commerce Subcommittee.

“La falta significativa de capacidad de transporte del petróleo canadiense, más allá del tradicional mercado del Medio Oeste, priva artificialmente de petróleo a un mayor mercado estadounidense que está disponible y que acepta la propuesta de un nuevo sistema transfronterizo”, agregó.

Según el informe de IHS Cera, “un sistema de suministros más flexible y robusto es capaz de gestionar mejor la oferta inesperada o la evolu-

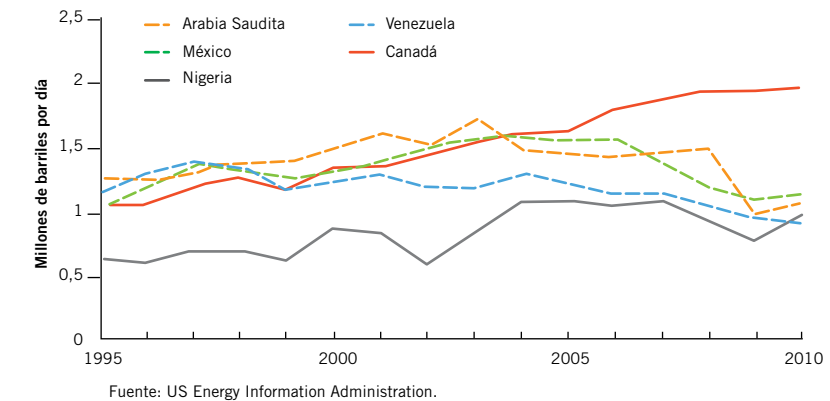


Figura 1. Tendencias en exportaciones de volumen de crudo a los Estados Unidos por los proveedores principales

ción de la demanda, lo que sería de suma importancia tanto para la economía como para los consumidores”.

También las cuestiones ambientales tocan el desarrollo de las arenas bituminosas, que son controvertidas, y se espera que el avance de la tecnología ayude a minimizar las emisiones de gases, ya que el ciclo de vida de las emisiones de efecto invernadero promedio de estas arenas importadas por los Estados Unidos, son un 6% más altos que el promedio del crudo que se consume en ese país.

Las ventajas que otros intereses descubren en la producción e importación de arenas bituminosas es la construcción del proyecto Keystone KL propuesto por la transportadora

TransCanada Corp., la compañía que transporta el petróleo a Cushing y a las refinerías de la costa del golfo.

El proyecto planea un oleoducto de 2.000 km que permita transportar el petróleo necesario como para reemplazar el crudo que proviene de Medio Oriente y así satisfacer, con una mayor seguridad estratégica, el aprovisionamiento norteamericano, confiando a un país limítrofe esta misión sostenible.

El proyecto Keystone XL ha sido defendido con argumentos de peso: el primero es que la producción de Alberta, Canadá, ofrece la posibilidad de contribuir a la economía con la fabricación de 430 camiones, la expansión de las tuberías y de las refinerías;

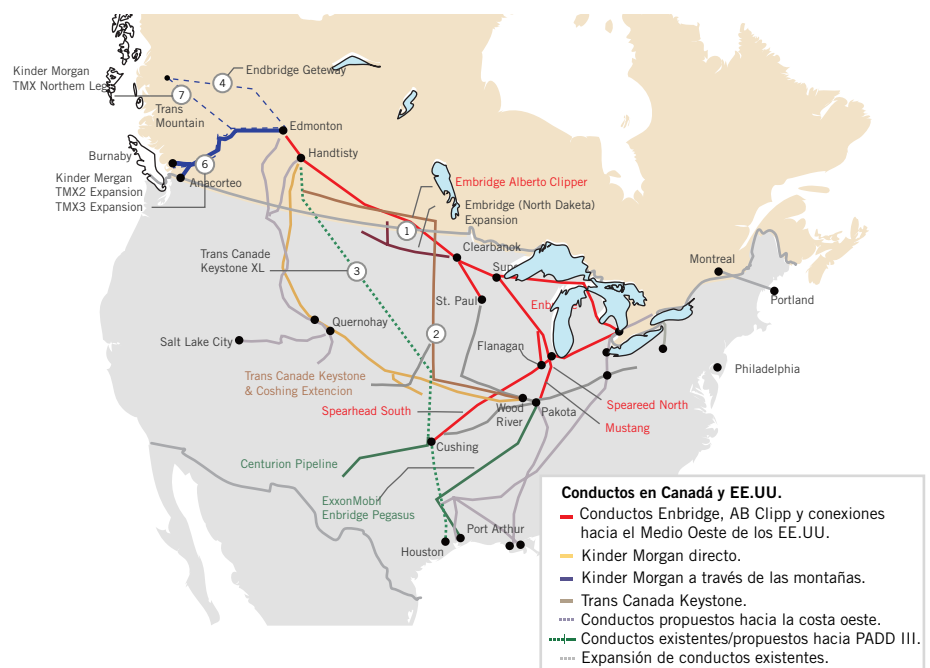


Figura 2. Sistema de ductos de los Estados Unidos y el Canadá
Fuente: EnerDossier

y la creación de 34.000 empleos, lo que contribuiría a un mayor valor económico que cualquier otro crudo importado por Washington.

No faltan las teorías opuestas. El vicepresidente de la contestataria Federación Nacional de Vida Silvestre de los Estados Unidos, Jeremy Symons, ha sostenido en numerosas oportunidades que “el desarrollo del petróleo de arenas bituminosas en Canadá y la construcción de nuevos oleoductos para transportar más crudo a los Estados Unidos podría crear problemas, y que en definitiva, el propósito real del proyecto Keystone XL es el de envío de crudo canadiense a las refinerías del golfo propiedad de las compañías petroleras internacionales”, para un posible transporte al exterior, y así abrir una ruta petrolera Canadá-China que las compañías petroleras han buscado por mucho tiempo.

Y prosigue: “Las *Big Oil* –nombre con el que se conocen a las cinco o seis petroleras más grandes del mundo–, claman por este oleoducto, que ayudará a la seguridad energética”. Pero se trata “de un espejismo cuidadosamente fabricado –asegura– ya que la peligrosa e innecesaria propuesta del proyecto Keystone XL es un esquema de las compañías petroleras para aumentar los precios de la gasolina en los Estados Unidos del 10% al 20% por galón, alineándolos con los picos de precios más altos en el Medio Oeste. El oleoducto es, en



Figura 3. El proyecto Keystone XL. Fuente: EnerDossier

realidad, el equivalente a un impuesto de US\$ 4.000 millones al año en petróleo que viene de Canadá, con todo el dinero que va de las billeteras de los norteamericanos a las compañías petroleras”, asegura Symons.

La presión del crudo canadiense y los problemas de producción y de almacenamiento del WTI han permitido que cambien los escaladores y que se verifique una migración de algunas compañías petroleras como Petrobras, que abandonó el crudo WTI para cotizar sus crudos y utiliza el

Brent, al igual que Ecopetrol; mientras que países como Arabia Saudita, Iraq y Kuwait utilizan ahora el Índice Argus, que tiene en cuenta los crudos medianos y pesados producidos en *offshore* en el golfo de México.

Las fluctuaciones del Brent en niveles de 119 US\$/bbl siguen arrastrando al precio del WTI a 102 US\$, manteniendo el “*spread*” de 17-18 US\$ y sosteniendo una relación “quebrada” que lo acompaña desde hace tiempo en el mercado de los crudos marcadores y de referencia para fijar los precios.

El fracaso de la reunión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) por lograr un aumento de las cuotas de producción de 26,2 a 28,8 millones de bbl/d ha transmitido mayor inestabilidad a los precios.

Sin embargo, el WTI resiste, ya que hay 20 millones de contratos a futuro vinculados a Cushing comparados con los 900.000 contratos del Brent; y el mercado de opciones del WTI es más profundo y líquido, lo que lo hace aún más atractivo para los especuladores que pueden entrar y salir más fácilmente del mercado especulativo basados en la evolución de los precios del WTI.

Un mercado especulativo ciertamente cuestionado por la OPEP, cuyo Secretario General, Abdalla Salem El-Badri, puntualizó, en la reunión de junio último, que “la oferta y demanda de los países consumidores se mantiene inestable” y culpó a la creciente especulación financiera en los mercados de futuros, al tiempo que instó a Washington y a Bruselas a “adoptar una regulación para frenar la especulación, ya que en esos mercados –Nymex y IPE-ICE– se comercializan más de 3.000 Mbbbl/d en contratos a futuro, 35 veces más que el volumen diario del consumo real de petróleo, estimado en 86 millones de bbl/d.

Según los expertos de la OPEP, se prevé un déficit de 2 millones bbl/d en el mercado para lo que resta de 2011 debido a la negativa de seis países (Venezuela, Argelia, Irán, Ecuador, Libia y Angola) que votaron contra la propuesta de Arabia Saudita de aumentar las cuotas de producción y que fue acompañada por otros países del golfo, Kuwait, Qatar, Emiratos y Omán.

El argumento que definió la negativa estuvo fundamentado por la incertidumbre que plantea la situación económica mundial: los problemas de inflación, el desempleo en los Estados Unidos y en Europa, la elevada deuda soberana de esta última, la situación de

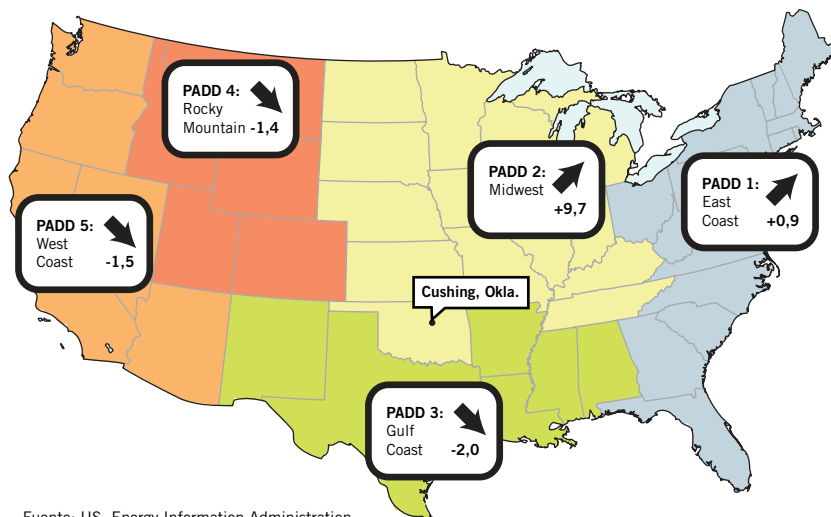
Grecia y Portugal al borde del *default*, la interrupción de las exportaciones de Libia, la delicada situación política de Siria y de Yemen, –que indudablemente no recrean una perspectiva a futuro favorable de crecimiento y estabilidad, y el fantasma de una escalada de precios similar a la de 2008.

Ben Bernanke, presidente de la Reserva Federal de los Estados Unidos, se lamentó ante los medios de que la OPEP haya “abandonado” el sostén de los precios de 70-90 US\$/bbl en un período

prolongado de tiempo de precios bajos, lo que presuntamente permitirá que el barril se mantenga cerca de los 125 US\$ “o posiblemente, de los 150 US\$”, frustrando la salida de la crisis económica que hoy golpea al hemisferio norte.

Competencia por el mercado asiático

En este contexto, la posibilidad del crudo canadiense de llegar al



Fuente: US. Energy Information Administration

Figura 4. En los tanques: inventarios que han cambiado (la mayoría ha caído excepto Cushing)

golfo de México –unos de los canales de entrada de los crudos saudíes– enfrenta la competencia de los crudos venezolanos, mexicanos, ecuatorianos, colombianos y del golfo de Guinea; y ha acelerado el deseo de los saudíes de incrementar sus exportaciones a Asia, tomando una medida unilateral –y al margen de la OPEP–, de bombear “todo el crudo que sea necesario”, que incluso podría superar la producción de 10 millones de bbl/d, y que será aprovechada por las refinerías asiáticas, en especial por Singapur, China y la India.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) informó por su parte que Asia ha aumentado en 950.000 bbl/d las importaciones de 2011 respecto de las del 2010, sobre los 1.290.000 bbl/d. La competencia entre los productores de la OPEP sobre el mercado asiático

apunta a satisfacer las nuevas unidades de refinación chinas que superan los 500.000 bbl/d.

Las industrias del golfo de México, como la petroquímica Lyondell-Basell, ha estado buscando nuevos proveedores para su refinería de Houston, Texas, debido a que Venezuela está cambiando las condiciones de venta y pasando la modalidad de contratos de larga duración a contratos de corto plazo, al tiempo que es obligada a tomar cargamentos al contado por las necesidades financieras de Venezuela. Por todo ello, está buscando recibir crudo del Canadá.

Fuentes

Petroleum Economist “Grosmont the next oil-sands frontier” www.petroleum-economist.com/Article/2829764/Grosmont-the-next-oil-sands-frontier.html

“Informe sobre el Mercado Energético Global”, Por Hernán Pacheco.

Junio 2011, Ener Dossier. [www.offnews.info/downloads/](http://www.offnews.info/downloads/EnerdossierInforme19062011.pdf)

[EnerdossierInforme19062011.pdf](http://www.offnews.info/downloads/EnerdossierInforme19062011.pdf)

James Burkhard IMS-CERA testimonio escrito del Energy and Power Subcomité, mayo 2011. http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/image_uploads/Testimony_EP_05.23.11_Burkhard.pdf

“Tras desacuerdos, OPEP no aumentará producción de petróleo. AFP, 8 de Junio de 2011”, <http://www.hidrocarburosbolivia.com/panorama-mundial-mainmenu-109/resto-del-mundo-mainmenu-113/43019-tras-desacuerdos-opec-no-aumentara-produccion-de-petroleo.html>

Nicolás Verini es Ingeniero Químico y realizó especializaciones en el Instituto del Gas y del Petróleo de la UBA; en la Scuola Enrico Mattei del ENI en Economía de la Energía y en el Instituto Francés del Petróleo sobre Economía Petrolera y Comercio Exterior. Profundizó sobre Refinación y Optimización Energética en la ONU para el Desarrollo Industrial y la Agence de Cooperation Industrielle de Francia (ONUDI-ACTIM). Se ha desempeñado en las principales empresas petroleras y es profesor titular de la cátedra de Comercio Internacional de Hidrocarburos, Economía del Petróleo y Gas, Ingeniería de Productos del Petróleo y Gas Natural y Comercio de Crudos y Productos al Mercado Interno de la Carrera de Especialización en Gas y de Petróleo en el Instituto del Gas y del Petróleo de la U.B.A.