EnerDossier

Informe Sobre El Mercado Energético Global

Al 03 de junio de 2011

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis I: Perspectivas y obstáculos de las arenas bituminosas canadienses 3

- ✓ *Entre los pedidos de los legisladores demócratas* 7
- ✓ *Devaluación del prestigioso West Texas Intermediate (WTI)* 10
- ✓ Flujo de inversión china en las oil sands 12
- ✓ Ocultamiento de las emisiones de CO2 de las tar sands 13

Análisis II: Mercado para el gas boliviano, pero ¿qué mercado? 15

- ✓ *Volúmenes y gasoductos* 16

Análisis III: Nuevas fronteras petroleras 17

Análisis I: Perspectivas y obstáculos de las arenas bituminosas canadienses

El reconocimiento de la potencialidad de las oil sands como una fuente de energía moderna se remonta al siglo XIX. Sin embargo, las barreras técnicas y económicas que separaron los esfuerzos pioneros de la comercialización fueron formidables y obstinadas. Incluso entonces, no fue hasta el año 2000 -y el requerimiento de muchos avances en ingeniería para la industria de las oil sands de llegar a un nivel de producción de 600.000 bd, lo que equivale a la producción de una compañía de tamaño mediano. Durante la pasada década se produjo un rápido crecimiento de la producción y la oferta más que se duplicó a cerca de 1.5 millones de barriles por día en 2010. Esto mucho más que los 1.2 millones de barriles diarios que Libia exportaba al mercado mundial en 2010, antes de la guerra civil.

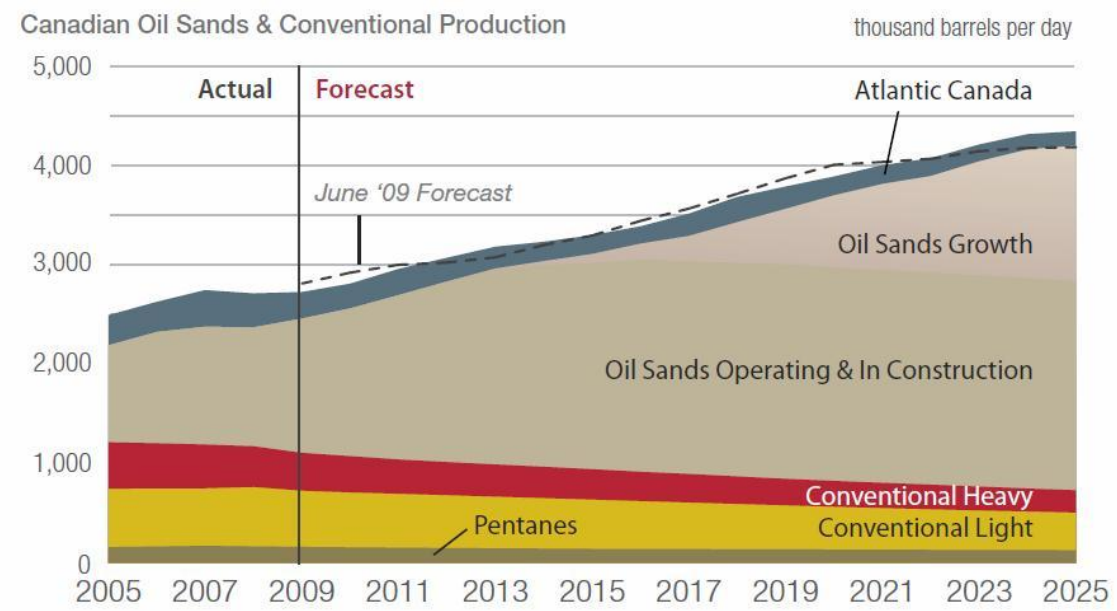
El aumento de los precios del petróleo, un entorno operativo estable, importantes avances tecnológicos, atractivos en términos fiscales, y un clima de inversión abierto en Canadá, todo esto en conjunto estimuló el aumento de la producción de las oil sands. Para poner esto en perspectiva, si se mide como país individual, el crecimiento de la producción desde el año 2000 de las oil sands canadienses estaría muy por delante de la mayoría de los países, incluyendo a muchos grandes productores como Irán.

Las *oil sands* y el comercio de energía en general son parte de una más grande, densa red de comercio e inversión entre Estados Unidos y Canadá. Una frontera común que se extiende 5.521 millas -una de las más largas del mundo- vio 525 mil millones de dólares en valor de bienes comercializados en 2010. Canadá es el principal destino para las exportaciones estadounidenses. Ocho millones empleos estadounidenses dependen del comercio con Canadá. ¿Qué pasa si una mayor acceso de las oil sands al mercado estadounidense se descarrila? Aparte de la pérdida de consumidores de una de las redes de oleoductos más dinámicas, los productores de las oil sands canadienses pueden encontrar en Asia un nuevo mercado de exportación, y las refinerías de la Costa del Golfo continuarán recurriendo a los actuales proveedores. Sin embargo, algunos de los actuales

proveedores, como México y Venezuela, están luchando por mantener los volúmenes de producción y se necesitan otros proveedores.

Las *oil sands* canadienses podrían jugar un rol en un mayor suministro para Estados Unidos, pero el sistemas de tuberías de Norteamérica tendrán que ajustarse para acomodar el suministro adicional, dijo **James Burkhard**, dijo director general de **IHS-CERA** en el **US House Energy and Commerce subcommittee**. "*La falta significativa de capacidad de tubería para el transporte de petróleo canadiense, más allá del tradicional mercado del Midwest, priva artificialmente de petróleo a un mayor mercado estadounidense que está disponible*", dijo en un testimonio escrito al **Energy and Power Subcommittee** el 23 de mayo en una audiencia sobre la legislación que establecería el 1 de noviembre como fecha límite para que el US Department of State emita una decisión sobre la propuesta de un sistema transfronterizo.[1]

"*Un sistema de suministro más flexible y robusto es más capaz de gestionar la oferta inesperada o la evolución de la demanda, lo que sería de suma importancia tanto para la economía como para los consumidores estadounidenses*", dijo Burkhard. Las cuestiones medioambientales que rodean el desarrollo de las arenas bituminosas son controvertidas, pero manejables, continuó. "*Las avances en cursos en la tecnología y la experiencia operativa han demostrado que las preocupaciones ambientales, en particular las emisiones de gases de efecto invernadero, están siendo atendidos*", dijo Burkhard. "*El ciclo de vida de las emisiones de efecto invernadero promedio de las oil sands efectivamente importadas en Estados Unidos son sólo el 6% más altos que el promedio del petróleo crudo que se consume en Estados Unidos*".



Otros testigos describen los beneficios tanto la producción de las oil sands en Alberta y de la construcción del proyecto **Keystone XL** propuesto por **TransCanada Corp**., que transporta petróleo a **Cushing, Oklahoma**, y a las refinerías de las Costa del Golfo estadounidense. El plan de funcionamiento del oleoducto de 2.000 kilómetros es de por lo menos es de 50 años.

"*El proyecto Keystone XL consiste fundamentalmente en satisfacer las necesidades de las refinerías de EE.UU. de petróleo crudo -y de ahí a los consumidores de US- de una fuente fiable y sostenible de*

[1] *Petroleum Economist, "*Grosmont: the next oil-sands frontier*", (18/5)*

petróleo para complementar o reemplazar la disminución de los suministros extranjeros, sin recurrir a una mayor dependencia de fuentes de Medio Oriente", dijo **Alex Porbaix**, presidente de la división de energía y tuberías de petróleo de TransCanada.

Stephen Kelly, asistente general de la **United Association of Plumbers and Pipe Fitters,** dijo que el proyecto generaría miles de empleos en la construcción en un momento en que el desempleo está en 20% en esa industria. "*Además, este proyecto produciría otros beneficios económicos importantes, incluyendo puestos de trabajo en industrias relacionadas y cientos de millones de dólares en ingresos por impuestos estatales y locales*", dijo Kelly.

El ex ministro de Energía de Alberta**, Murray Smith**, dijo que la producción de crudo de las oil sands de Alberta ofrece importantes contribuciones a la economía estadounidense desde las 470 toneladas de camiones fabricados por **Caterpillar** en **Illinois** a los proyectos de expansión de tuberías y refinerías estadounidenses. Cada camión se vende en alrededor de 5 millones de dólares. Los motores se fabrican en Indiana y los neumáticos proceden de Carolina del Sur.

"Estas expansiones generarán un incremento de volúmenes del petróleo de Alberta a los principales mercados estadounidenses", dijo. "*Algunos estudios sostiene que la creación de empleo director de más de 13.000 y más de 34.000 empleos en total sólo con la expansión de las tuberías. Esto demuestra claramente que el petróleo de Alberta ofrece más valor económico por barril que cualquier otro barril de petróleo importado en Estados Unidos*".

"*Las compañías petroleras canadienses gastan más dinero en los controles ambientales que cualquier otra industria*", dijo Smith. "*Las empresas continúan mejorando la eficiencia, el costo y la sostenibilidad ambiental de las operaciones de las oil sands",* dijo. La calidad del aire en **Fort McMurray** supera al de **Toronto** 98% del tiempo y de **New York City** 100% del tiempo. Las emisiones de carbono de la producción de oil sands difieren ligeramente de la producción de crudo pesado en **Venezuela, México**, y del petróleo pesado de **California**.

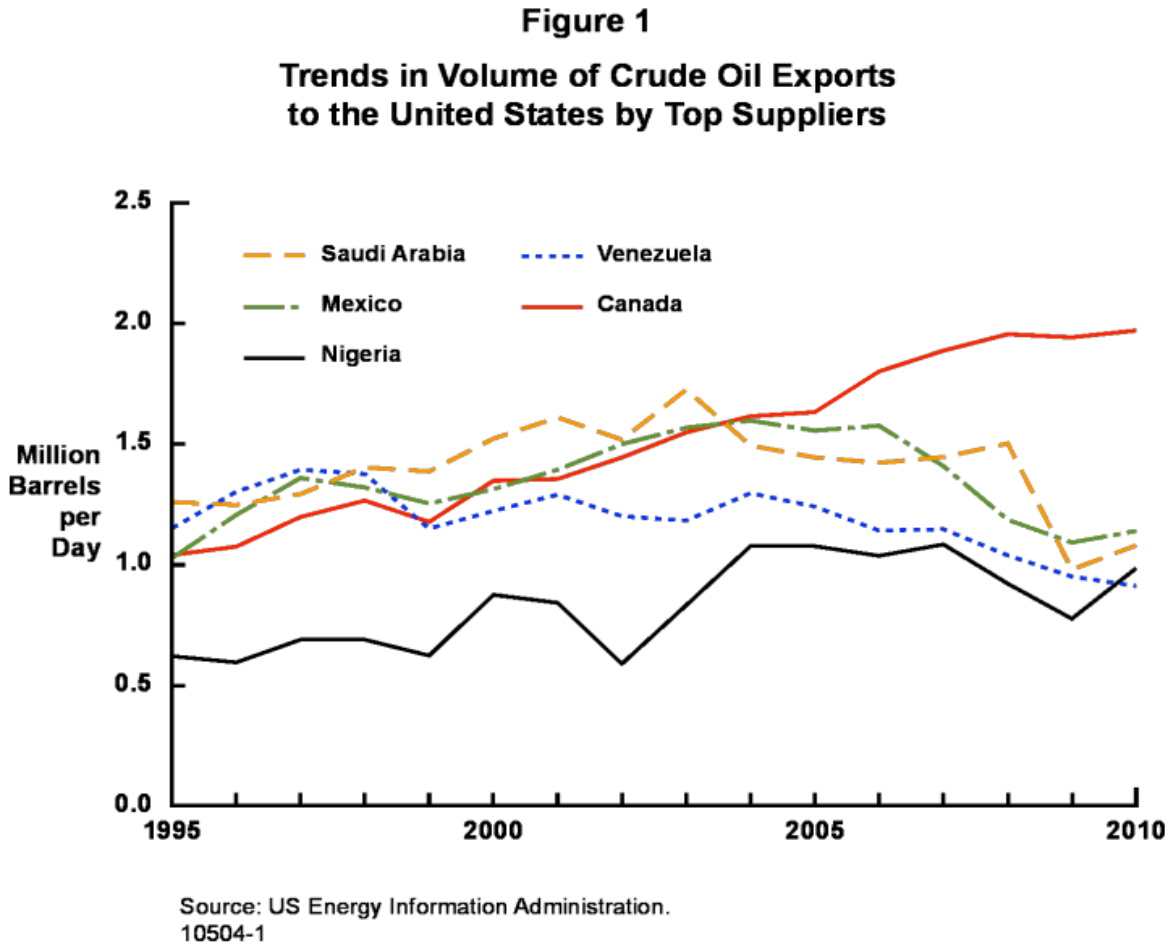
Dan McFadyen, presidente del **Alberta's Energy Resources Conservation Board,** dijo que las oil sands en la provincia se están desarrollando en un marco de reglamentación rigurosa y transparente, basada en conocimientos científicos sólidos y mejoras continuas. *"Nuestro régimen regulatorio integrado y comprensivo está basado en una legislación rigurosa y regulaciones que tienen en cuenta los impactos ambientales, sociales y económicos, así como la conservación de los recursos y la excelencia técnica",* dijo. "*O, para decirlo de otra manera, el régimen regulador está diseñado para asegurar que el desarrollo de las oil sand sea de interés público*".

Sin embargo, otros testigos sugirieron que el desarrollo del petróleo de las arenas bituminosas canadienses y la construcción de tuberías para mover más crudo de Canadá a través de la frontera y hasta Estados Unidos podría crear también problemas. **Jeremy Symons**, vice-presidente de conservación y educación del **National Wildlife federation**, dijo al subcomité que el propósito real del proyecto Keystone XL fue el envió de crudo canadiense a las refinerías de la costa del Golfo estadounidense, propiedad de las compañías petroleras internacionales para un posible transporte al exterior. El oleoducto Keystone XL abre una ruta petrolera Canadá-China que las compañías petroleras han buscado por mucho tiempo[2]. "*Las Big Oil claman que este oleoducto ayudará a nuestra seguridad energética son un espejismo cuidadosamente fabricado*", dijo.

"*La peligrosa e innecesaria propuesta Keystone XL es un esquema de las compañías petroleras para aumentar los precios de la gasolina en Estados Unidos entre 10-20% por galón, con los picos de precios más altos en el Midwest (…) El esquema del oleoducto subirá los precios de la gasolina, dañando nuestra seguridad energética y poner en peligro vital el suministro de agua potable. El oleoducto es el equivalente a un impuesto de 4 mil millones de dólares al año en petróleo que viene de Canadá, con todo el dinero que va de los pocketbooks norteamericanos a las compañías petroleras*", dijo.

---

[2] *Financial Times*, "Environmentalists should refine arguments against oil sands", *(19/5)*



Entre los pedidos de los legisladores demócratas:

-Analizar las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la expansión de Keystone, incluyendo significativamente las altas emisiones que proceden de las arenas bituminosas de Canadá.

-Trabajar con el **Departamento de Energía** para determinar si la ampliación del oleoducto Keystone es necesario y de acuerdo con las metas nacionales para reducir las importaciones de petróleo.

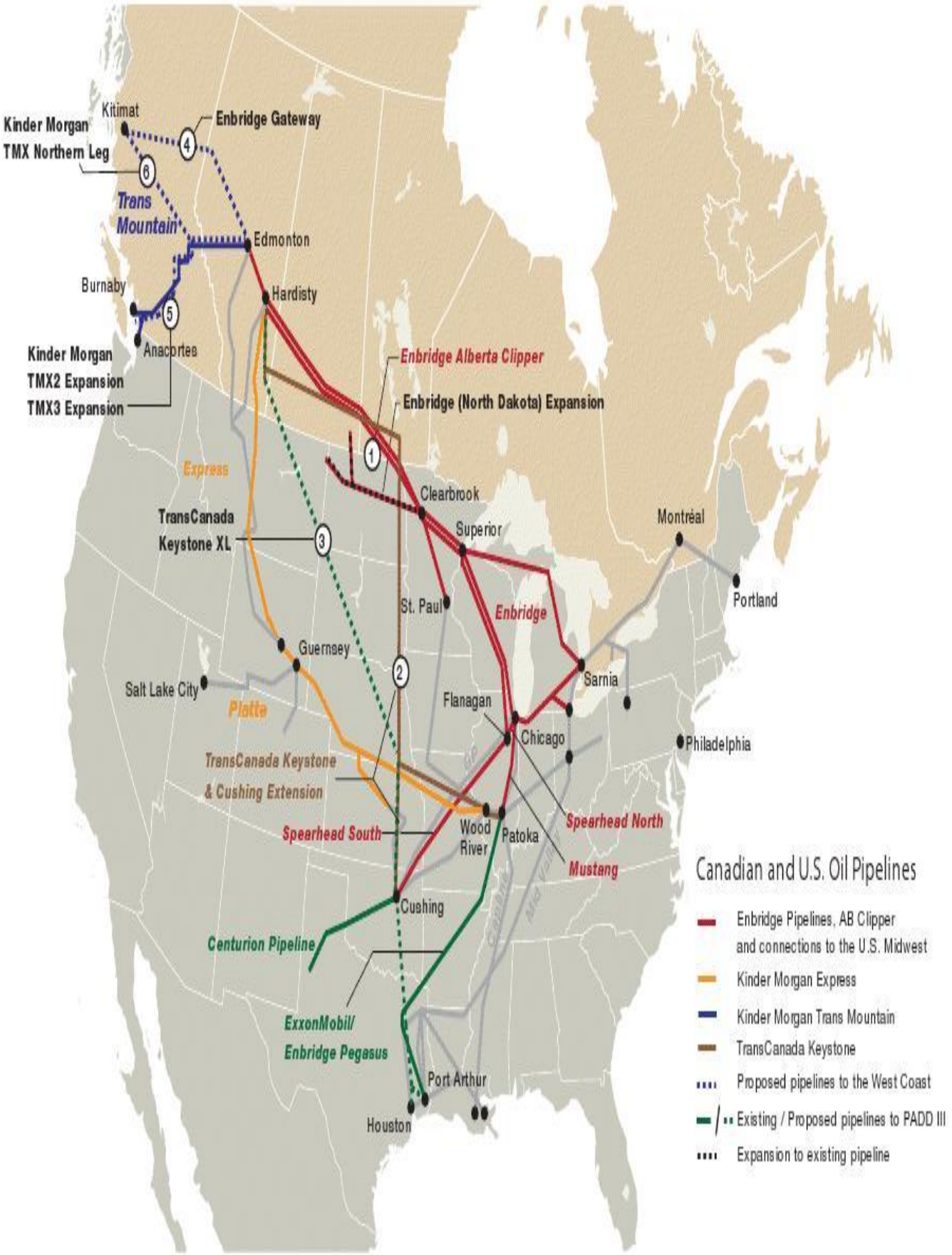
-Examinar rutas alternativas para el oleoducto, incluyendo la evitación de zonas ecológicamente sensibles con la región **Sandhills** del acuífero de **Ogallala**.

-Permitir un total de 120 días de revisión pública, y celebrar audiencias de campo en cada estado donde el oleoducto pasaría.

Si algunas de estas solicitudes se conceden, es casi seguro que cualquier aprobación de permisos se retrasará hasta bien entrado el año 2012[3].

[3] Huffington Post, "*Keystone Pipeline: Democrats Seek Halt To Permitting Process*", (1/6)

EnerDossier



Edmonton
Alberta
Hardisty
Calgary
Saskatchewan
Regina
Manitoba
Winnipeg
Ontario
Helena
Montana
North Dakota
Bismarck
Minnesota
Pierre
Wisconsin
Wyoming
South Dakota
Nebraska
Iowa
Chicago
Lincoln
Illinois
Indiana
Steele City
Springfield
Colorado
Patoka
St. Louis
Wood River
Kansas
Topeka
Missouri
Cushing
Oklahoma City
Arkansas
Oklahoma
Texas
Louisiana
Austin
Port Arthur
Houston
Keystone Pipeline
Proposed Keystone Expansion

Devaluación del prestigioso West Texas Intermediate (WTI)

Los argumentos de Burkhard sobre la pregunta: ¿porqué el acceso del oleoducto a las cosas del Golfo es crítica? Las importaciones estadounidenses de oil sands se concentran en las refinerías en el Midwest, pero las refinerías están cercanas al punto de saturación -probablemente hasta 2015- en su capacidad para procesar oil sands. La ampliación de la capacidad de la tubería proporciona una mayor flexibilidad al sistema de suministro estadounidense y permite una infraestructura de tuberías para poner al día las tendencias de suministro de petróleo -sobre todo el creciente flujo de petróleo canadiense, sino también aumentar la producción en el oste del Midwest. La capacidad inicial de Keystone XL sería de 700 mil bd de petróleo crudo. El proyecto también podría permitir el transporte de crudo producido en el Midwest -particularmente con la rápida expansión de la formación **Bakken** en **North Dakota** y **Montana**.

La lógica económica deja claro que los consumidores se benefician de una mayor flexibilidad y disponibilidad posible gracias a una red de oleoductos más grande y dinámico que refleja los cambios en las tendencias de suministro. El beneficio está en la forma de los bajos precios comparados con el caso de un sistema de oleoductos restringido y limitado. La falta de capacidad de oleoducto significativa de Canadá a la Costa del Golfo priva a un mercado clave de petróleo disponible. Un signo de la necesidad de ampliar la capacidad de oleoductos del Midwest es un bajo precio para el petróleo crudo **West Texas Intermediate (WTI)** en comparación con otros principales crudos, incluyendo los que cotizan en la Costa del Golfo estadounidense y otros lugares del mundo.[4]

WTI es el precio en Cushing, Oklahoma, y es el precio que aparece en las noticias todos los días. Históricamente, el WTI cotizó con un *premium* en relación a otros petróleos crudos. El US Midwest es "*short*" de petróleo crudo y el alto precio es necesario para atraer oferta a las refinerías en la región y para reflejar la alta calidad del WTI. En consecuencia, la infraestructura de oleoductos fue construido para el transporte de petróleo al Midwest, pero no desde el Midwest. Las conexiones de tuberías de Cushing no fluyen del sur hasta el Golfo estadounidense.

En un *break* en las tendencias históricas, hubo momentos desde 2006 hasta 2010, cuando el WTI tuvo varios precios en dólares por debajo del **Light Louisiana Sweet** (petróleo crudo producido en el Golfo US) y el petróleo crudo Brent (un precio *benchmark* global en el **Reino Unido**). Pero en los últimos meses, el descuento del WTI se ha disparado a más de 18 dólares por barril, debido al crecimiento abrumador de la oferta del mercado de petróleo crudo del Midwest. WTI seguirá siendo vulnerable a los significativos descuentos a otros crudos hasta una mayor capacidad de "*exportación*" se desarrolle de transporte de crudo fuera del Midwest a la Costa del Golfo.

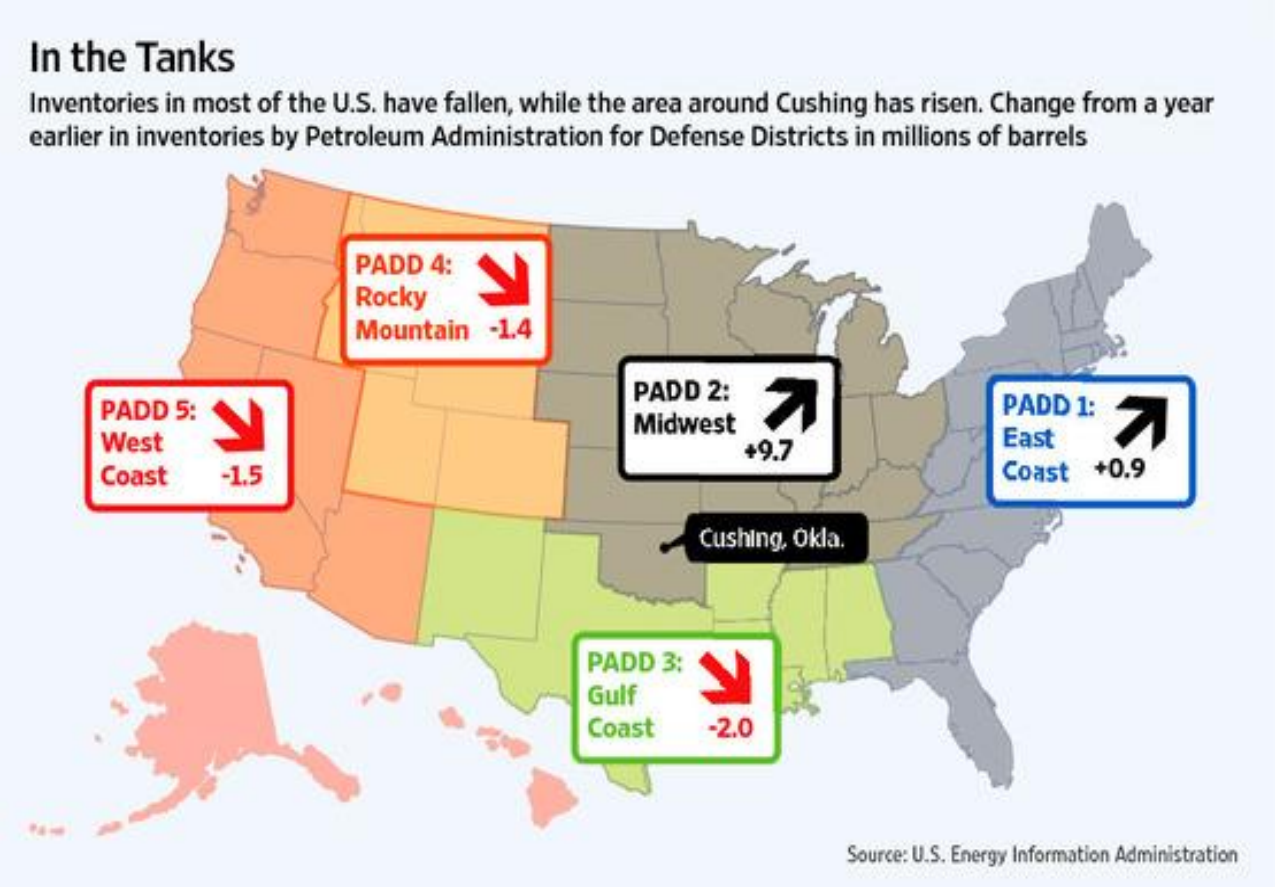
Existen otros argumentos: un boom en la construcción de oleoductos que ha llenado las terminales de Cushing ha mantenido al WTI muy por debajo de otros precios de referencia. La brecha ha golpeado duramente a las aerolíneas que utilizan el contrato para comprar combustible a precios estables y ha llevado a algunos grandes productores de petróleo a adoptar otros métodos para establecer sus precios.

Los reguladores de Oklahoma están preocupados por la posibilidad de que Cushing pierda su primacía en el mercado del petróleo, lo que sería algo equivalente a que el **Dow**

---

[4] Reuters, *"With WTI in the dumps, swaps grow as hedging tool",* (1/6)

Jones Industrial Average dejara de ser el "*key barometer*" del mercado bursátil. Una demanda presentada recientemente por los reguladores estadounidenses ha vuelto a colocar a Cushing en el centro de atención. Las autoridades dicen que dos operadores de la empresa de comercialización de commodities **Arcadia Petroleum Ltd** y una compañía afiliada compraron y vendieron grandes cantidades de petróleo como parte de un intento por manipular el mercado del WTI. Arcadia niega haber obrado incorrectamente.



El **Nymex**, propiedad de **CME Group**, seleccionó a Cushing en 1983 porque tenía una red de oleoductos y tanques de almacenamiento construidos cuando el estado de Oklahoma estaba en pleno auge como productor de petróleo. La producción llegó a un récord de 750.000 barriles diarios en 1927, lo que transformó a Oklahoma en el principal productor de Estados Unidos cuando el país era el mayor productor de petróleo del mundo. Hoy Oklahoma ocupa el sexto lugar entre los estados petroleros y Estados Unidos es el tercer productor de crudo, detrás de **Rusia** y **Arabia Saudita**, y el mayor importador del mundo.

Cushing fue durante mucho tiempo considerada una referencia idónea para el mercado petrolero debido a que sus oleoductos y tanques dejaban que el petróleo entrara y saliera libremente de esta ciudad de 9.600 habitantes. Se esperaba que los yacimientos declinantes de Oklahoma y el oeste de **Texas** enviaran petróleo a Cushing de forma predecible. Pero el boom en la producción de las *oil sands* canadienses durante la última década creó un río de petróleo anteriormente no extraído. Nuevas técnicas de perforación que están siendo utilizadas en **Dakota del Norte** e incluso en la propia Oklahoma también ha generado una mayor producción. El lugar más fácil para depositar buena parte de este crudo han sido los tanques de almacenamiento de Cushing.

Más de 40 millones de barriles de petróleo están hoy almacenados en Cushing, dos tercios más que el promedio semanal de 24 millones de barriles de los últimos siete años. Los inventarios han estado subiendo de forma sostenida, en parte porque nuevos oleoductos han sido conectados a los tanques de Cushing. Y como pocos oleoductos han sido construidos para sacar el petróleo, se ha generado un cuello de botella. Algunos economistas de la **Reserva Federal** estadounidense han dejado de recurrir al contrato WTI como el único utilizada para sus *forecasts*. Los analistas de valores de **Raymond James Financial Inc.,** por su parte, acaban de abandonar el WTI y adoptar el Brent para calcular las ganancias de algunas empresas petroleras.

"*Si solamente miramos al WTI, es más bajo que el precio efectivo que están afrontando los consumidores*", afirmó **Mine Yücel**, economista especializada en energía de la Reserva Federal de **Dallas**. **Stephen Brown**, profesor de Economía de la **Universidad de Nevada**, en **Las Vegas**, calcula que utilizar el actual nivel de precios del WTI subestima el impacto del encarecimiento mundial del petróleo sobre el crecimiento económico entre 0,2% y 0,7%.

La brasileña **Petrobras** anunció recientemente que comenzó a cotizar la mayoría de su petróleo tomando como referencia el precio Brent, no el WTI. La colombiana **Ecopetrol** SA empezó hace poco a vender parte de su petróleo también tomando en cuento el Brent en lugar del WTI. Arabia Saudita, el mayor productor mundial de petróleo, dejó de usar el WTI el año pasado.

El crudo de Cushing *"es casi una referencia regional"* hoy en vez de mundial, dijo **Norm Szydlowski**, presidente ejecutivo de **SemGroup Corp.,** uno de los mayores dueños de instalaciones de almacenamiento en Cushing. La **Oklahoma Corporation Commission**, la reguladora del sector de gas natural y petróleo del estado, ha analizado cambios a leyes ya centenarias para poder fijar un *"piso"* al precio del petróleo. Pero la comisión dijo que no está claro si se pueden aplicar esas leyes a la actual situación. "*No estamos pidiendo precio aumentos para la energía. Simplemente pensamos que el petróleo de Oklahoma debería tener el mismo precio que otros*", dijo **Jeff Cloud**, integrante de la comisión. En estos momentos, hay más de dos millones de contratos a futuro vinculados a Cushing, comparados con unos 900.000 contratos Brent. WTI también posee un mercado de opciones más profundo, lo que lo vuelve una referencia más atractiva para los operadores que quieren entrar y salir del mercado rápidamente.

Flujo de inversión china en las oil sands

Los flujos de inversión china son prometedores para las oil sands canadienses. En los últimos 18 meses, las compañías petroleras chinas invirtieron más de 13 mil millones de dólares en el desarrollo de prospectos de petróleo y gas natural en el oeste canadiense. Sin embargo, el gasto futuro depende en Canadá de la construcción de nueva tubería para transportar oilsands -como los 5.5 mil millones del proyecto **Northern Gateway** planeado por **Enbridge Inc.**- y gas natural de la Costa Occidental, donde el gas licuado podría ser transportado en buque al mercado chino.

"*Entre las expansión de bitumen y las oportunidades de GNL estamos hablando de más de 20 mil millones de dólares durante los próximos 10 años de una de las compañías -y las otras hablaron*

también de inversiones- por lo que es enorme. Es enorme en dólares", dijo el **Ministro de Finanzas** canadiense **Lloyd Snelgrove**[5]. Las reuniones de alto nivel fueron parte de una misión comercial a China organizada por el **Calgary Economic Development** para promover el turismo y la inversión con el país más populoso del mundo.

Los productores de petróleo propiedad del estado chino "*juegan con las reglas de la competencia mundial... Por lo tanto, merecen tratamientos igualitarios que otras empresas extranjeras*", dijo **Zhang Junsai.** La cuestión de la creciente inversión china que afecta a la geopolítica de la energía y a la inversión extranjera, así como los derechos de las Primeras Naciones y las preocupaciones ambientales en Canadá. El debate también se presenta con la expansión económica de China, que requerirá un aumento del 75% en la demanda de energía para 2035, según la **International Energy Agency,** y una fase de la expansión del capital que fluye en Alberta.

La mayor parte del dinero que ya se ha invertido tuvo como objetivo masivo las reservas de oilsands del norte de Alberta, aunque **Encana Corp**. firmó un venture de gas natural por 5,4 mil millones de dólares con **PetroChina**. El área de **Fort McMurray** es el hogar de las segundas mayores reservas de crudo del mundo, y la producción de las oilsands están proyectadas a alcanzar más de cinco millones de barriles diarios en los próximos años, frente alrededor de 1,5 millones de barriles, el año pasado. Para asegurarse ese crecimiento, sin embargo, la industria necesita grandes cantidades de capital. Un estudio reciente de la **Canadian Energy Research Association** predijo que las arenas bituminosas requerirán 253 mil millones de dólares en capital para la construcción necesaria.

Ocultamiento de las emisiones de CO2 de las tar sands

No pasa un día que alguien del gobierno de **Stephen Harper** no promueve los beneficios de las *tar sands* de **Alberta**. Pero cuando se trata de contar las emisiones de carbono producidas por las *tar sands* -grandes y cada vez mayores- una extraña amnesia parece haber echado raíces. La controversia sobre la importación de combustible de las arenas bituminosas de Canadá viene generando un gran remolino desde hace algún tiempo.

El gobierno canadiense admitió que fueron deliberadamente excluidos datos que indican un aumento del 20% de las emisiones de las arenas bituminosas de Alberta en la presentación de su inventario anual de **Naciones Unidas**. La exclusión deliberada no equivale a un intento a engañar a la ONU sobre las emisiones totales de Canadá. Las emisiones procedentes de las arenas bituminosas se incorporaron en la cuanta total en el reporte. Pero si sugiere que el gobierno está ansioso por ocultar la fuente de su más rápido crecimiento de la contaminación del clima: las oil sands de Alberta.[6]

Los gases de efecto invernadero de las tar sands crecieron 21% en el último año reportado, a pesar de la recesión económica. Aún más preocupan, las tar sands se transformaron en más intensivas en carbono, con emisiones por barril de petróleo mayores del 14,5% en 2009. Y la producción total se triplicará para el año 2020, de acuerdo con algunas proyecciones. Así que esa es una parte cada vez más significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero de Canadá, 6,5% ahora y subiendo.

---

[5] The Calgary Herald, "*Trade Mission: China targeting tens of billions in Alberta oilsands investment*", (30/5)
[6] The Guardian, "

No está del todo claro qué motivó la decisión de ocultar los datos. El gobierno informó sobre los gases de efecto invernadero de las *tar sands* el año pasado. Pero aquí hay algunas posibilidades:

Imagen Internacional. Las *tar sands* están aumentando cada vez más el perfil y son frecuentemente fuente de vergüenza para Canadá en el ámbito internacional. No importa que tan popular es la industria de Alberta, no es agradable que la llamen villano o *carbon bully* varias veces al año en **Bonn** y el resto de fixtures de negociaciones del cambio climático de Naciones Unidas.

Tiempo. El gobierno pudo haber estado preocupado por poner en peligro un acuerdo importante sobre un oleoducto. Las firmas canadienses están a la espera de la aprobación final del **State Department** por un oleoducto que llevaría hasta barriles de petróleo al día desde Alberta a la refinería de **Texas**. La oposición de los *landowners* a la ruta de 1.700 millas ya ha retrasado el proyecto hasta finales de este año. La semana pasada, un grupo de legisladores de **Nebraska** le preguntó a **Hillary Clinton**, que tiene la última palabra, si podría retrasar la decisión hasta el año 2012 para darle tiempos para poner salvaguardas ambientales en el lugar. Miembros del Congreso están preparando una carta con protestas similares.

Ed Whittingham, director ejecutivo **Pembina Insitute**, dijo que los gobiernos y la industria deberían tener que producir un plan de desarrollos claramente definidos para todos los proyectos de las oil sands antes de aprobar la infraestructura innecesaria. "*Todavía tenemos problemas con el ritmo y la escala del desarrollo y lo que eso significa para el aumento de la presión en... los impactos en la tierra, el agua y el aire -por no mencionar el clima*", dijo.

Análisis II: Mercado para el gas boliviano, pero ¿qué mercado?

El aumento en la demanda de las distribuidoras de gas natural, los planes de las termoeléctricas y proyectos de refinación e industrialización determinan que hasta 2015, Brasil compre gas boliviano por encima de lo mínimo que establece el contrato. La investigación Perspectivas de Mercado para el Gas Boliviano en Brasil afirma que "*para el periodo 2011-2015 se anticipa que la planificación energética de Brasil se basará en demandar gas natural de Bolivia en niveles superiores al Take or pay del contrato GSA (24 MMmcd)*".

El documento, elaborado por **Gas Trans Boliviano (GTB)**, entidad que opera del lado boliviano del gasoducto entre Bolivia y Brasil, afirma que desde 2010 se marca un ascenso en la demanda de gas natural en Brasil, debido al crecimiento de los volúmenes comercializados por las distribuidoras. Asimismo, asegura que en las siguientes gestiones habrá un impacto del crecimiento en la demanda de gas natural y que en las ciudades sedes del **Mundial de Fútbol 2014** se habla de convertir el transporte público a **Gas Natural Vehicular (GNV)**. Además, las plantas termoeléctricas que funcionan con gas natural indican factores de carga crecientes hasta 2015.[7] El principal argumento es el costo. En Bolivia, el costo de extracción es inferior a 1 dólar por millón de BTU; en Brasil las estimaciones son de como mínimo cuatro a cinco veces más[8].

De acuerdo con el estudio de la transportista, el consumo de gas boliviano podrá aumentar hasta 1,7 millones de m3/d, si el embrollo que involucra la reanudación de las operaciones de la **UTE Cuiabá** (480 MW) se resuelve. **Petrobras**, YPFB, **Pantanal Energía** y los gobiernos de **Mato Grosso** y Bolivia están en la fase final de la negociación para que Bolivia retome el suministro de gas a la unidad, que pasaría a ser operada por la petrolera brasileña. Mato Grosso forma parte de los planes de expansión de GTB en Brasil. La compañía estima que el estado tiene un potencial de demanda del orden de 2 millones de m3/d considerándose, sobre todo, los mercados termoeléctrico y de GNV, este último actualmente en la franja de los 35 mil m3/d[9].

Por otro lado, desde 2010 se observa un crecimiento en el consumo de las refinerías y unidades de producción, por las ampliaciones de su capacidad. Habrá un incremento en el consumo de gas natural de las fábricas de fertilizantes **Tres Lagoas** y **Linhares** y habrá un impacto de dos MMmcd cuando comience a funcionar el gasoducto que interconecta las regiones noreste y sudeste de Brasil –Gasene (68 municipios)- que tendría un crecimiento anual que irá a la par de la evolución de la economía local.

Sobre las reservas del pre-sal en Brasil, según el documento del GTB, estos yacimientos no constituyen una amenaza inmediata para el gas boliviano pues se presume que su principal mercado sería la exportación de GNL, aunque podría hacer uso de sus reservas a largo plazo. El director financiero y de Relaciones con Inversores de Petrobras, **Almir Barbassa**, afirmó que la empresa no tiene actualmente una proyección de sobreoferta de gas con la entrada en producción de los grandes campos del pre-sal. A pesar de entre 15% y 20% de la composición del crudo el pre-sal es de gas asociado, aún no hay una definición sobre cuánto podrá ser producido y cuánto será reinyectado para ayudar en la prospección de crudo[10].

---

[7] FM Bolivia TV, "*Anuncian que las industrias de Brasil garantizan compra de gas*", (31/5)
[8] DCI, "*Bolívia negocia elevar envio de gás ao Brasil*", (15/5)
[9] Energia Hoje,"*Na contramão das expectativas*", (30/5)
[10] Valor," *Petrobras não vê sobreoferta de gás com pré-sal*", (30/5)

"*Aún estudiamos la alternativa más eficiente. Es una reserva complemente nueva y son necesarios estudios para recoger la mejor forma de producir el petróleo que está allá",* dijo Barbassa, que participó del **Rio Investors Day**, en **Río de Janeiro**. "*En la visión que tenemos hoy no hay sobreoferta de gas por el aumento de producción del pre-sal*", añadió, acordando que la estrategia de la compañía en las regiones en que produce gas ha sido desarrollar el mercado. El ejecutivo se mostró animado con el desempeño de las reservas en el pre-sal y recordó que las pruebas actualmente en marcha muestran mejora en la porosidad, permeabilidad, producción sin limitación lateral y gran potencial de producción en el largo plazo.

Para un periodo posterior, probablemente ligado al desembarazo brasileño por la acumulación de reservas del pre-sal, Bolivia proyecta exportar GNL desde el periodo 2015-2020 por el puerto peruano de Ilo para los mercados de Asia y Europa. *"El GNL será el instrumento que realice el equilibrio de los dos mercados importantes (Europa y Asia), y en el caso de Bolivia se reabre a mediano plazo (2015-2020) la posibilidad de salir por el puerto peruano de Ilo, conectando los ductos del sistema nacional con la red del Gasoducto Andino del Sur*", destaca la carpeta de conclusiones del primero congreso internacional de gas y petróleo organizado por la estatal YPFB. También se analizó que habrá una demanda de gas natural de Japón para reemplazar 12.000 megawatts de generación nuclear. Sobre los precios internacionales del gas natural, el congreso de YPFB reflexionó que "*éste es debate no resuelto entre la indexación del valor del gas al petróleo*".

Volúmenes y gasoductos

El presidente de la **Cámara Boliviana de Hidrocarburos, Carlos Delius**, admitió que "*Bolivia tiene ciertos problemas para cumplir con los volúmenes máximos de los contratos*", aunque tiene fe en que pueda cumplir en el futuro. Si el volumen de producción fuera de 46,3 millones, como dice **YPFB**, no tendrían que existir los problemas a los que alude Delius: los pedidos máximos de Brasil y Argentina suman 37,7 millones y en ese caso el volumen restante cubriría apenas la demanda interna, de 8 millones. Pero no habría los 4 o 6 millones de m3/d extras que deben ser enviados a Argentina a partir del próximo año, según el nuevo compromiso. Lo preocupante es que el acuerdo suscrito por YPFB con **Enarsa** para reducir los volúmenes y ampliar los plazos contiene una cláusula con una multa que debe pagar Bolivia cada vez que tenga una falla en el suministro[11].

La llegada del invierno ha hecho que los compradores vecinos exijan los volúmenes máximos a los que alude Delius. Eso podría perjudicar la atención de la demanda boliviana. Los empresarios paceños dicen que ellos necesitan un mayor volumen de gas del que ahora reciben. Está pendiente todavía el gas que necesita la empresa india **Jindal** para el proyecto siderúrgico de **Mutún**, que comienza con 2 millones de m3/d y llega hasta 8 millones. También están los proyectos de industrialización del gas, que por el momento no tienen una provisión segura.

La atención de la demanda de gas natural boliviano, durante los próximos quince años, requiere 14,8 trillones de pies cúbicos (TCF) de reservas, las certificadas están en

[11] HidrocarburosBolivia.com, "*Nerviosismo por el gas*", (25/5)

13,65 TCF, incluyendo probadas y probables, de acuerdo con datos oficiales. Los volúmenes certificados por **Ryder Scott** al 31 de diciembre del 2009, serían suficientes si se toma en cuenta tan sólo el consumo contratado, es decir 5,9 TCF para el contrato GSA con Brasil, que concluye en julio del 2019, para Argentina 4,1 TCF hasta el 2026, y Bolivia 3,1 TCF.

Si se añaden los proyectos como la siderurgia del cerro Mutún, que demandará 0,6 TCF, la producción de líquidos sintéticos con GTL otros 06 TCF y la planta de urea 04, TCF, de acuerdo con la revista Petróleo y Gas de la CBH. El consumo de reservas gasíferas, con la demanda de los actuales mercados, va en ascenso, pues, hasta la gestión pasada se dijo que se restaban 0,5 TCF por año, para el 2011 están proyectados 0,6 TCF, con su pico máximo el 2019 y 2020, cuando se supere 1 TCF y llegar el 2026, bordeando 1 TCF[12].

Por otra parte, con la puesta en marcha del nuevo gasoducto **Campo Grande (Bolivia)-Campo Durán (Argentina)**, denominado **Juan Azurduy de Padilla**, hacia **Argentina**, Bolivia podría captar unos 6.000 millones de dólares anuales el año 2015 por sus exportaciones de gas natural. El gasoducto permitirá a Bolivia exportar hasta 60 millones de metros cúbicos de gas por día.

En la actualidad Bolivia factura por sus exportaciones a Brasil y Argentina unos 3.000 millones de dólares anuales que podrían duplicarse hasta 2015 con el incremento de la salida de gas a Argentina. En la actualidad, Bolivia exporta a Argentina un promedio diario de 7,7 millones de metros cúbicos, que se incrementarán en forma gradual hasta alcanzar los 27,7 millones de metros cúbicos.

El volumen de gas que saldrá a Argentina por este ducto se incrementará cada año. Por ejemplo, el próximo año se prevé que llegue de 10,4 a 11,6 millones de metros cúbicos diarios. El año 2013 esos volúmenes llegarán a 13,5 millones hasta alcanzar en 2015 a 27,7 millones[13]. El inicio de operaciones del gasoducto ha generado expectativa en Argentina, una vez que el gas boliviano abastecerá la demanda industrial y doméstica de las provincias de **Salta**, **Formosa**, **Chaco**, **Corrientes**, **Misiones** y **Santa Fe**.

Por ese ducto, Argentina contará con el gas necesario para abastecer sus industrias y el consumo domiciliar, mucho más en las épocas de invierno, cuando hay mayor demanda. Una vez que el gasoducto llegue a la frontera con Argentina se conectará con otro ducto de similares características, es decir con tubos de un diámetro de 32 pulgadas para recibir el gas boliviano. En la actualidad el gobierno de Buenos Aires está en la fase final de licitación del gasoducto en su territorio que demandará una inversión de 1.800 millones de dólares y que llegará a varias provincias del noreste de Argentina.

---

[12] HidrocarburosBolivia.com, "*Bolivia requiere 14,8 TCF de gas para cubrir obligaciones", (3/6)*

[13] Opinión, "*Bolivia facturará hasta $us 6.000 millones el 2015 con el nuevo gasoducto a Argentina*", (29/5)

Análisis III: Nuevas fronteras petroleras

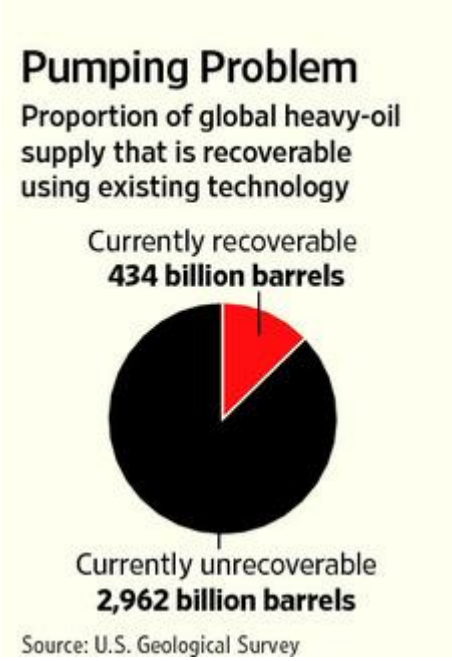
La península arábiga ha abastecido al mundo de petróleo desde hace cinco décadas. Si puede seguir haciéndolo y durante cuánto tiempo dependerá de proyectos como el que se desarrolla aquí, en las arenas del desierto junto a la frontera entre **Arabia Saudita** y **Kuwait**.

Arabia Saudita se convirtió en el mayor productor mundial de petróleo al recurrir a sus vastas reservas de crudo liviano, fácil de perforar y de alta calidad. Pero en momentos en que aumenta la demanda de energía y los pozos de "*crudo fácil*" comienzan a secarse, los sauditas se ven obligados a acudir a una fuente mucho más complicada: los miles de millones de barriles de petróleo pesado atrapados en la profundidad del desierto.

El petróleo pesado, a veces espeso como la melaza, es más difícil de extraer del suelo que el petróleo liviano y cuesta más refinarlo para convertirlo en gasolina. Sin embargo, Arabia Saudita y Kuwait se han embarcado en un ambicioso experimento para sacarlo del pozo petrolero de **Wafra**, ubicado en una porción poco habitada del desierto compartida por los dos países.

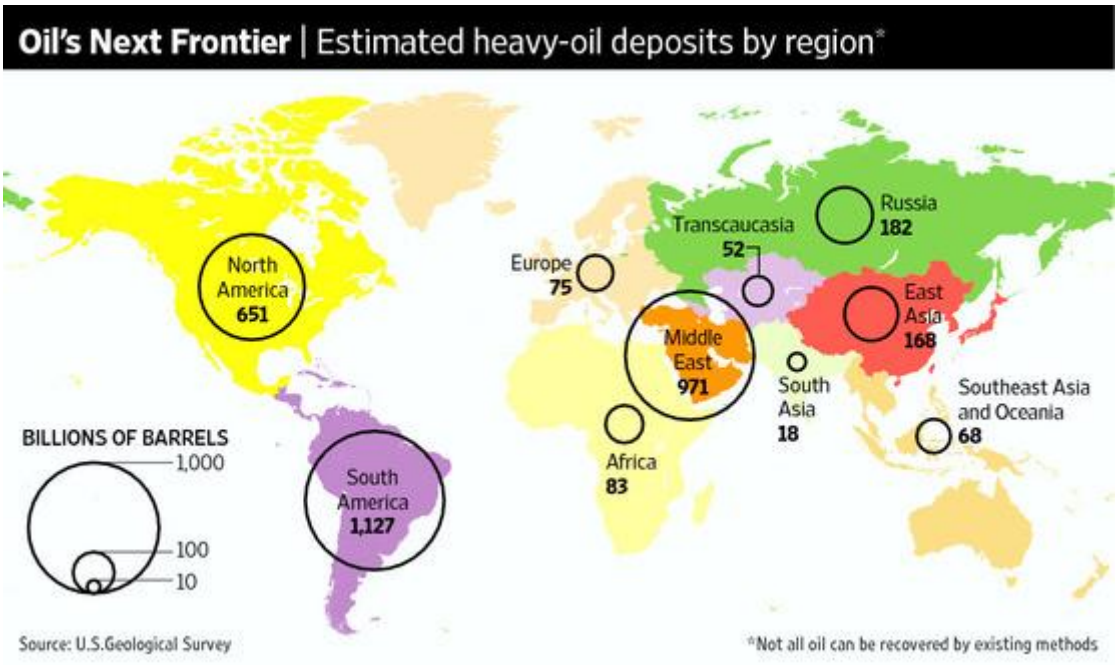
El hecho de que los sauditas estén considerando un proyecto de esta naturaleza pone de manifiesto lo difícil y caro que se está volviendo satisfacer la sed mundial de petróleo. También sugiere que incluso los sauditas podrían no estar en condiciones de incrementar la producción con rapidez en el futuro si la demanda aumenta de forma imprevista. Ninguna de estas cuestiones augura un regreso del petróleo barato a largo plazo.

"*El petróleo fácil se está acabando*", sostiene **Alex Munton**, analista de Medio Oriente en la consultora escocesa **Wood Mackenzie**. Los pozos petroleros más importantes en la región del Golfo, sostiene, han bombeado más de la mitad de su crudo, punto a partir del cual la producción tradicionalmente comienza a declinar. La **Administración de Información de Energía de Estados Unidos** afirmó este mes que el consumo mundial de crudo alcanzaría un récord de 88 millones de barriles diarios este año. La crisis en **Libia** y un crecimiento más moderado de la producción en los países occidentales mantendrá el suministro en un nivel bajo, lo que impulsará los precios, indicó. La agencia proyecta que la cotización del petróleo promediará 103 dólares el barril este año, un aumento de 30% frente al año pasado, y que será más alta el año próximo.



Nadie sugiere que los países del Golfo se estén quedando sin petróleo. El crudo pesado, aunque es difícil de extraer, es abundante. Se cree que sólo **Medio Oriente** posee alrededor de 78.000 millones de barriles de petróleo pesado que actualmente es recuperable, más de 3,5 veces las reservas totales de Estados Unidos. El **Servicio Geológico de EE.UU.** estima que hay unos tres billones (millones de millones) de barriles de petróleo pesado en el mundo, alrededor de 100 años de consumo global a los niveles mundiales actuales. El problema es que sólo una fracción —unos

400.000 millones de barriles— puede ser recuperada con la tecnología existente. Nuevas técnicas, como las que se están probando en Wafra, podrían liberar una cantidad mayor. "*Cuando la gente habla de cómo nos estamos 'quedando sin petróleo', no están contando el petróleo pesado*", señala **Amy Myers Jaffe**, directora del **Foro de Energía del Instituto Baker para Políticas Públicas de la Universidad Rice,** en **Houston** "*Hay una gran cantidad de recursos allí... Es sólo cuestión de desarrollar la tecnología*".



Para acceder al petróleo pesado de Wafra, trabajadores inyectan vapor al suelo para calentar el crudo y hacerlo menos viscoso, lo que permite que fluya hacia la superficie. La técnica es complicada, cara y no fue probada en el tipo de roca que recubre el crudo de Wafra. Para la mitad final del proyecto, los sauditas han incorporado la ayuda de **Chevron Corp.**, que tiene décadas de experiencia en la extracción de petróleo pesado de campos en **California** y **Tailandia**. Además, es una oportunidad insólita para que una petrolera occidental pueda quedarse con una participación en las mayores reservas petroleras del mundo. Pero también supone una apuesta incierta. El proyecto, mucho más complejo que lo que Chevron ha hecho antes, costará miles de millones de dólares y demorará décadas en completarse. Y será Chevron, no los sauditas, quien aporte el capital necesario para que la iniciativa pueda operar y corra con el riesgo en caso de que no resulte.

El yacimiento petrolero de Wafra se ubica a casi 50 kilómetros de la costa del Golfo Pérsico, junto a una carretera con cables de electricidad, cañerías y algún grupo ocasional de camellos que atraviesa el desierto. Detrás de las puertas custodiadas del campo petrolero, cientos de bombas trabajan lentamente. Alrededor de 45% del crudo de Wafra termina en EE.UU. Ese es el crudo fácil de bombear. El gran premio: los 25.000 millones de barriles de petróleo pesado. Chevron está realizando lo que representa una prueba de cuatro años y US$340 millones en un pequeño rincón de Wafra. Los resultados han sido alentadores. Hasta noviembre, los pozos producían 1.500 barriles por día, siete veces lo que producían antes de que comenzaran las inyecciones de vapor en 2009.

Arabia Saudita y Kuwait están siguiendo de cerca los resultados. Príncipes, emires, ministros y embajadores han visitado la oficina en el campo del proyecto, incongruentemente decorada y con pisos de mármol. "*Todos miran de cerca nuestro proyecto*", afirma **Ahmed Al-Omer**, presidente de la división saudita de Chevron. El consumo global de petróleo, impulsado por la enorme demanda en China e India, aumentó 2,3 millones diarios el año pasado, un incremento de 2,8%, según cifras del gobierno de EE.UU., la segunda mayor alza en 30 años. En tanto, la producción petrolera en los países occidentales apenas crece. Eso significa que el mundo depende cada vez más de la producción de los países de la OPEP y en especial de Arabia Saudita, su miembro dominante. "*Todos los países en Medio Oriente deberán comenzar a pensar en estas reservas* (de petróleo pesado)", afirma **Andrew Gould,** presidente del gigante de servicios petroleros **Schlumberger Ltd**., que ha trabajado en varios proyectos de petróleo pesado en la región.

Algunos ya intentan acceder a sus reservas de esta clase de crudo. **Bahréin** afirmó que espera duplicar o triplicar la producción de su pozo **Awali** al apuntar al petróleo pesado con la ayuda de **Occidental Petroleum Corp**. En 2009, Abu Dhabi emprendió un proyecto piloto con la estadounidense **Praxair Inc**. para impulsar la producción de petróleo pesado en su pozo **Zakum**. Omán también cuenta con un ambicioso proyecto. El de Wafra, sin embargo, supera con creces a todos los demás en la región. Si los sauditas y los kuwaitíes deciden inyectar vapor a todo el pozo, duplicaría el tamaño del mayor proyecto de vapor en operación en Indonesia. En última instancia, esperan recuperar alrededor de 6.000 millones de barriles de petróleo.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.
Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com