

Panorama global de la expansión de tuberías de gas natural, petróleo y otros productos

Infraestructura de tuberías como mecanismo de integración de regiones. Nuevas convivencias geoeconómicas. Derivaciones geopolíticas y comerciales.

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Perspectivas:</u> Construcción y ampliación de tuberías en el mundo	4
Análisis de la construcción de gasoductos como factor de integración regional	7
<u>América Latina:</u>	8
<i>Brasil</i>	8
<i>Argentina</i>	9
<i>Bolivia</i>	13
<i>Colombia</i>	16
<i>Venezuela</i>	17
<i>Perú</i>	19
<i>Chile</i>	20
<u>Asia-Pacífico:</u>	21
<i>China</i>	24
<i>India</i>	26
<i>Irán-Pakistán</i>	28
<i>Nord Stream, financiamiento concretado</i>	29
Nabucco ¿posible sin gas iraní e iraquí?	33
Interconexión de gasoductos en el sur de Europa	34
Estados Unidos	36
África	39



Perspectivas: Construcción y ampliación de tuberías en el mundo



El gas se hace cada vez más importante en una economía mundial históricamente volcada al petróleo crudo. Su valor aumentó como un conductor en el desarrollo de la tecnología de tuberías. Aunque el crudo y otros productos no perderán protagonismo en las próximas décadas. Para satisfacer las exigencias de transporte en ambientes más onerosos, otros factores hacen considerar a los fabricantes nuevos desarrollos para asegurar que el producto final satisfaga las normas requeridas, entre otros para las aplicaciones en aguas profundas y de los *sour service*.

El presente trabajo intenta hacer una aproximación al mantenimiento y desarrollo exponencial de una industria que en los últimos años estuvo relegada, tal vez postergada, por otras tecnologías, como el GNL en el caso del gas natural, o por resultar ser una infraestructura que, en muchos casos, estaba sujeta a los condicionamientos geopolíticos de los países de tránsito y entre proveedores y consumidores.

Una tendencia de la demanda por *pipeline* es la producción de gas de los campos de aguas profundas. Tradicionalmente este gas sería *flared* (quemado en el aire) o reinyectado en los yacimientos para recuperación mejorada. Sin embargo, los operadores ahora están más inclinados a capturar esta producción y comercializarla como GNL o como gas doméstico. Este prospecto de *gas-gathering* presenta combinaciones de instalación en aguas profundas, fluidos de yacimientos corrosivos y dificultades en las condiciones cerca de la orilla. Todos estos se combinan para demandar tubos específicos a los fabricantes. Un espacio comercial que crecerá en los próximos años, debido fundamentalmente, al desarrollo de las deepwater. Pero este informe se propone ser más general. Según **Oil and Gas Journal** sostiene que la construcción de *pipeline* planificada a ser completada en 2010 cayó en más del 24% en relación del año anterior; con menos kilómetros planificados a través de todas las formas de tuberías (gas natural, crudo y otros productos) y más regiones geográficas. Los operadores planifican completar la instalación de 11.575 millas en 2010 (ver imagen 1), con la participación de la construcción de gas natural en los planes (más de 5.900 millas) disminuyendo menos de 50%, basado en reportes de las compañías operadoras mundiales.

De cara al 2010 y más allá, por segundo año consecutivo menos distancia en millas está siendo planificada en todas las categorías de tuberías en relación al año anterior. La incertidumbre de la recuperación económica y las regulaciones ambientales restringen los planes para el desarrollo de esa infraestructura. El crecimiento de la globalización de los

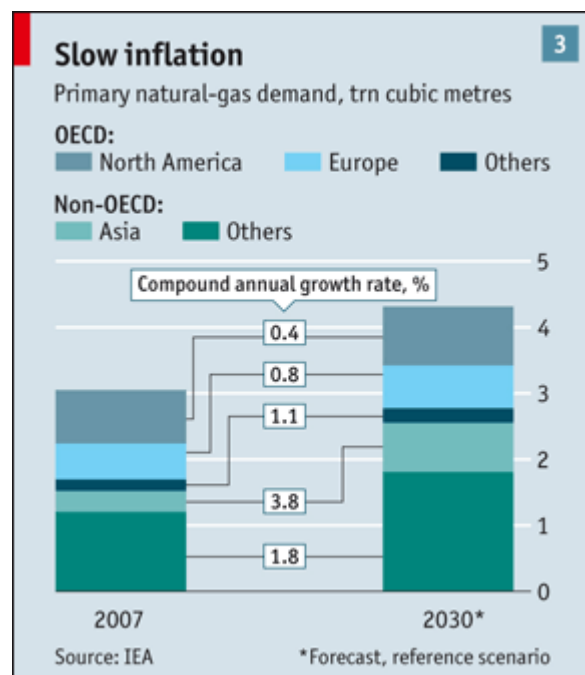
mercados de gas natural a pesar del actual *softness* en la demanda condujo los planes de gasoducto de largo plazo (2010 y más allá), con la continuación con la fortaleza en la capacidad planeada en el **Asia-Pacífico** y expandiendo los planes tanto en **Medio Oriente** como en **África**, con sus condicionantes locales.

Los grandes planes de crudo tanto en **Europa** como en África mantienen en 2010 la cantidad de millas esperadas para ser completadas en ese sector en 8,5% del total global. En tanto, los proyectos para la construcción de tuberías de productos en 2010 cayeron a la menor parte de los segmentos, apoyados por la construcción de tuberías petroquímicas en Medio Oriente y nuevas tuberías de productos limpios en Estados Unidos.

A comienzos de 2010, los operadores anunciaron planes para construir casi 67.000 millas de tuberías de gas natural, petróleo crudo y productos este año y extenderlas en la próxima década a más del 14% menos respecto a los datos del año pasado y es el segundo año consecutivo en que los planes se contrajeron. La mayoría (casi el 79%) de estos proyectos corresponde a tuberías de gas natural, un aumento en relación al año anterior.

La caída en la tendencia de construcción de tuberías a nivel mundial parece reflejar el malestar económico actual, pero el *forecast* de consumo de energía del **US Energy Information Administration** muestra que el crecimiento continuará, incluso a una tasa más lenta que las predicciones del año pasado. Según la EIA, la demanda de energía mundial se espera que trepe un 44% en las próximas dos décadas (para 2030, con un *baseline* de 2006), con el petróleo aún representando la mayor parte de ese consumo global. Un período que abarca las proyecciones de construcción de tuberías a largo plazo.

El crecimiento de la demanda de energía será el más fuerte, según el análisis del medio año 2009, entre los países no-OCDE será conducido por China e India, donde el uso combinado de energía se duplicará durante el período de proyección a 28% del consumo de energía mundial. La participación de la demanda estadounidense se contraerá durante el mismo período del 21 al 17%.



PIPELINE CONSTRUCTION IN 2010¹

Table 1

Area	4-10 in.	12-20 in.	22-30 in.	32+ in.	Total
Miles					
GAS PIPELINES					
US	30	225	343	328	926
Canada	0	0	254	373	627
Latin America	5	108	577	253	943
Asia-Pacific ²	0	16	81	1,259	1,356
Europe ³	0	273	49	287	609
Middle East	0	0	0	929	929
Africa	0	0	189	330	519
Total gas	35	622	1,493	3,759	5,909
CRUDE PIPELINES					
US	0	77	527	790	1,394
Canada	0	0	118	291	409
Latin America	0	16	0	0	16
Asia-Pacific ²	0	0	629	0	629
Europe ³	0	0	0	341	341
Middle East	0	0	0	40	40
Africa	223	0	0	0	223
Total crude	223	93	1,274	1,462	3,052
PRODUCT PIPELINES					
US	0	874	320	6	1,200
Canada	0	0	0	0	0
Latin America	0	0	0	0	0
Asia-Pacific ²	73	0	0	0	73
Europe ³	0	0	0	0	0
Middle East	0	1,341	0	0	1,341
Africa	0	0	0	0	0
Total product	73	2,215	320	6	2,614
WORLD TOTAL					
Gas	35	622	1,493	3,759	5,909
Crude	223	93	1,274	1,462	3,052
Product	73	2,215	320	6	2,614
Total	331	2,930	3,087	5,227	11,575

¹Projects planned to be completed in 2010. ²Regions east of the Ural Mountains and south of the Caucasus Mountains, excluding the Middle East. ³Regions west of the Ural Mountains and north of the Caucasus Mountains.

Para los proyectos a completarse después de 2010, las empresas planean poner casi 55.200 millas de líneas y gastar aproximadamente 207 mil millones de dólares. Cuando estas empresas en 2009, anticiparon gastos por aproximadamente 225.5 mil millones de dólares para poner más de 62.500 millas de líneas.

Análisis de la construcción de gasoductos como factor de integración regional



En varias regiones del mundo, los países vecinos sintieron la presión de tomar medidas para interconectar sus redes de gas, ante el aumento de las necesidades debido al crecimiento de consumo (industrial, doméstico, etc). Sin embargo, no todos los países siguen los mismos pasos de integración del sector de gas natural, algunos factores condicionan el grado de desarrollo interregional de gas. La evolución de las reservas probadas es sólo un factor que afecta el desarrollo de gas. La presencia de grandes economías de escala en el transporte y la distribución con la relativa inflexibilidad de inversiones y la carencia de un *standard* mundial para la asignación de precios del gas implica que la demanda sea conducida principalmente por el desarrollo de gas natural, donde la demanda pueda justificar la financiación de la inversión que se requiere a lo largo de la cadena de gas. En esos lugares, las condiciones económicas y políticas generales, el marco regulatorio y las políticas de asignación de precios son tan importantes para la integración como las reservas.

La integración de los mercados del gas natural ofrece ventajas tanto a países que producen como los que importan. Para los países productores, la ventaja principal de la integración es la posibilidad de atraer inversiones que de otra manera no sería justificada por un mercado local reducido. En cuanto los inversores tienen el atractivo potencial de los mercados vecinos, la integración puede ayudar a los países productores en la utilización de sus recursos naturales para financiar su desarrollo. Para los países importadores, la integración de mercados proporciona una fuente de energía para apoyar su crecimiento económico. Las ventajas adicionales de integración están relacionadas con la fiabilidad más alta de suministro y reglas más estables. Además la integración tiende a aumentar la utilización de recursos de energía comunes, haciendo posible la integración gas/electricidad y aumentando la escala de los mercados de energía.

Con todo, estos factores muestran que la integración de los mercados de gas podría ser provechosa para el aumento de la compatibilidad de los países involucrados. Sin embargo, algunos observadores consideran que la integración de mercados de gas presenta

algunas desventajas, que principalmente están relacionadas con la libertad de cada país de desarrollar sus políticas públicas. Los ejemplos pueden incluir a un más pequeño margen para la política reguladora discrecional o restricciones de opciones domésticas para el suministro de energía. Esto ocurriría, sobre todo, en el caso de ambientes económicos y políticos que se diferencien bastante entre países vecinos. La integración también puede debilitar el poder de negociación de los países que tienen una posición fuerte.

América Latina:

Brasil

El uso del gas natural aumentó en Brasil en los últimos ocho años. La malla de gasoductos, que en 2003 era de aproximadamente 5 mil kilómetros, pasará a cerca de 10 mil km este año. Más de un paso será dado en la integración energética del país, cuando el presidente de Brasil, **Luiz Inácio Lula da Silva** inauguró en marzo el Gasoducto **Cabiúnas-Reduc 3 (Gasduc 3)** en **Duque de Caxias**, en **Baixada Fluminense**¹.

La estructura, con 179 kilómetros de extensión, conecta el norte de Río de Janeiro a la región metropolitana y costó 2,54 mil millones de reales. De ese total, 182 millones de reales fueron invertidos en la construcción de un túnel con 3.758 metros, bajo la Serra de Santana en el municipio de **Cachoeiras de Macacu**, a fin de evitar impactos sobre la vida silvestre en el lugar, área de protección ambiental donde viven especies amenazadas como el tamarino león dorado.

La importancia principal del Gasduc será interconectado, dentro de dos meses, con Gasene, permitiendo una integración energética con los estados del Nordeste, según **Gracia Foster**, directora de Gas y Energía de Petrobras. *“El gas del Nordeste puede encontrar mercados en el Sudeste del país. Entonces, hoy se integró literalmente los dos países desde el punto de vista gasífero. Tenía un Brasil para allá y un Brasil para acá. Ese gasoducto conectó a los dos. Entonces, si un gobernador, en Ceará, da ventajas competitivas para la instalación de una planta de neumáticos, por ejemplo, no va a dejar a ir allí a causa del gas”*, señaló Foster.

Por otra parte, el tercer tramo del **Gasoducto Sureste Noreste (GASENE)** de Petrobras tendrá 954 km entre las localidades de Cacimbas, estado de Espírito Santo, y Catú, en Bahía estará concluido en el primer semestre de este año. El Proyecto Gasene está constituido por tres gasoductos: El **Gasoducto Cabiúnas - Vitória (GASCAV)**, el **Gasoducto Cacimbas- Vitória** y el **Gasoducto Cacimbas - Catu (GASCAC)**. La tubería, con un costo de uno 2.000 millones de dólares, conectará las redes de las dos regiones más populosas e industrializadas de Brasil y aumentará sustancialmente el uso del gas natural en la matriz energética brasileña, al aprovechar yacimientos en el mar del estado de Espírito Santo y la terminal Cabiúnas en Río de Janeiro.

Esto creará un mercado común de gas en Brasil y permitirá la importación de gas de Bahía. Petrobras y Bahiagás, distribuidora de gas en Bahía, inició en marzo el suministro

¹ JB Online, “Brasil dobra malha de gasodutos em oito anos”, (2/3)

de gas natural en la región sur del Estado. Las dos compañías suscribieron un acuerdo comercial que permitirá la anticipación de la entrega de 20 mil metros cúbicos por día de gas a Bahiagás para atender al mercado de Itabuna². Con un fuerte potencial de crecimiento, la expectativa es que la llegada de gas natural a la región añada 500 mil metros cúbicos/día al consumo del Estado para 2014. En 2009, el consumo medio de gas natural en Bahia fue de 3,1 millones de metros cúbicos/día. El estado es hoy el tercer mayor consumidor industrial del producto, detrás de San Pablo y de Rio de Janeiro.

Los primeros clientes de gas natural en el sur de Bahia son las industria **Trifil** (textil) y **Nestle** (alimenticio) y un puesto de gas natural vehicular (GNV) que serán atendidos por medio del gas natural comprimido (GNC). La distribuidora estadual será responsable por el suministro del gas natural. La entrega del gas por medio de autos con GNC ocurrirá hasta el último trimestre de 2010, cuando Bahiagás concluirá la construcción del ramal de distribución que recibirá el gas al punto de entrega del Gasene, en Itabuna, llevándolo a los consumidores finales.

El 3 de febrero, Petrobras inauguró el proyecto **Cabiúnas-Reduc III (GASDUC III)**. El tramo, ejecutado en consorcio entre **Techint** y **Odebrecht**, integra el gasoducto de mayor diámetro de América del Sur, con 38 pulgadas, y el de mayor capacidad de transporte de Brasil, con 40 millones de m³/día.

Gasduc III es un emprendimiento del Programa de Crecimiento del gobierno brasileño (PAC). Incrementa la capacidad de atención a la demanda del mercado Sudeste, la región de mayor consumo de gas natural. Con 179 km de extensión, Gasoduc III integra la red de transporte de gas natural del país, que alcanza, en 2010, 9.217 km de extensión. Además, el proyecto absorberá el volumen antes transportado por el Gasoduc I, que pasará a transportar fracciones de GLP y condensados de gas natural, mientras que el Gasoduc II será utilizado para el transporte de gas natural no tratado.

Argentina

Argentina juega un papel clave en los mercados de gas y de petróleo sudamericanos. El petróleo crudo, los productos refinados y el gas natural son exportados por tuberías a **Chile, Brasil** y **Uruguay**. Originalmente, el sector de tubería de Argentina fue desarrollado por la empresa estatal **Gas del Estado**. En 1992, la empresa fue privatizada y su negocio se separó en diez empresas, entre las que se incluyen **Transportadora de Gas del Sur (TGS)** y **Transportadora de Gas del Norte (TGN)**.

Desde 1992, TGS cumplió con una licencia exclusiva para operar la porción sur de las líneas de transmisión de Gas del Estado. El sistema de tuberías de TGS -8,627 km de largo- conecta las cuencas de **Neuquén, San Jorge** y **Austral** a los principales centros de consumo en el sur de Argentina, incluyendo la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y el área de Gran Buenos Aires. Desde del comienzo de sus operaciones en 1992, TGN aumentó su capacidad de transporte en 138% con la instalación de 1.553 km de nueva tubería y la construcción de cinco nuevas estaciones de compresión.

² Estado de San Pablo, “*Acordo antecipa fornecimento de gás para o sul da Bahia*”, (1/3)

En 1949, concedieron a **Techint** el contrato de construcción para un gasoducto que corre el gasoducto de 1.770 km de Comodoro Rivadavia a Llavallol, Buenos Aires. Comodoro Rivadavia es un centro de transportación y comercial de la región circundante y un punto de exportación para Argentina. De 3,756 km, el gasoducto **General San Martín**, de 30 pulgadas, comienza en **Tierra del Fuego**, cruza el **Estrecho de Magallanes**, pasa por el complejo de procesamiento el **Cerri**, y termina en la **Estación Gutiérrez** cerca de la ciudad de La Plata. La tubería tiene seis estaciones de compresión. La tubería fue construida en tres etapas: el primero fue construido en 1964 -cuando Pico Truncado en la Provincia de Santa Cruz fue unido a Buenos Aires. La segunda y tercera etapa de construcción ocurrió en 1975 y 1978.

Gasoducto Neuba I - Neuba II - Gasoducto San Martín



El comienzo de los gasoductos **Neuba I** y **Neuba II** en la ciudad de Neuquén, pasó por el complejo de procesamiento el Cerri, y termina cerca de Buenos Aires. La tubería Neuba I fue construida en 1970, controla 1,971 kilómetros y un rango de 25-30 pulgadas de diámetro. Hay ocho estaciones de compresión a lo largo de la tubería. 30-36 pulgadas para la tubería Neuba II controla 2.201 kilómetros y tiene seis estaciones de compresión a lo largo de la línea. Neuba II fue completado en 1988.

En 1981, la tubería **Centro Oeste** fue construida, comenzando en el yacimiento **Loma la Lata** y corriendo 1,121 km para alcanzar la estación compresora **San Jerónimo**. Ocho plantas compresoras están localizadas a lo largo de la tubería. Con una capacidad de

inyección diaria de 34 millones de metros cúbicos por día y 2,148 km de curva. De San Jerónimo, dos principales curvas están conectadas a un *ring* de alta presión que suministra gas al Gran Buenos Aires y Capital Federal. Otro sistema ramal comienza en San Jerónimo, corre a lo largo de 188 km hasta la ciudad de **Santa Fe**, cruza el **Río Paraná** y termina en la localidad de **Aldea Brasileira** en la provincia de **Entre Ríos**.

El **Oleoducto Puesto Hernández-Cerro Divisadero** controla 171 kilómetros entre Puesto Hernández y Cerro Divisadero, e incluye tres estaciones de bombeo en Puesto Hernández. El proyecto fue completado en agosto de 1990. Techint completó la construcción de la tubería **GasAndes** en 1997. El gasoducto que va de Argentina a Chile tiene un diámetro de 24 pulgadas. Aproximadamente 310 kilómetros de tubería está localizada en Argentina y 145 kilómetros en el territorio chileno. La tubería comienza en la estación compresora de **La Mora**, en la provincia de Mendoza, Argentina. Pasa por los Andes en **Paso Maipo** y alcanza **Santiago** en Chile.

El **Gasoducto del Pacífico**, de 530 km, comenzó en noviembre de 1999. Transporta aproximadamente 4 MMCM/d de gas al sur de Chile. El Gasoducto del Pacífico suministra a las distribuidoras municipales y a las centrales eléctricas a gas. Además, 930 km, 8.5 MMcm/d de la tubería **GasAtacama**, que va desde **Cornejo**, Argentina, a **Mejillones** en Chile, completado en 2003.

El **gasoducto Norte** que lleva el fluido desde **Campo Durán**, en el norte de la provincia de Salta, viaja 1,454 kilómetros, alcanzando la estación de compresión San Jerónimo en la provincia de Santa Fe. Originalmente propiedad y operado por Gas del Estado, TGN ahora opera la tubería. La tubería tiene nueva estaciones de compresión y tiene una capacidad de inyección de 23.4 MMCM/d. La tubería total tiene 3.568 km, incluyendo las secciones que suministran gas al área de Gran Buenos Aires.

El primer gas fluyó bajo el **Río de la Plata** de Argentina a **Montevideo, Uruguay**, por 160 millones de dólares en noviembre de 2002, el **Gasoducto Cruz del Sur**. El cliente principal para el gas natural argentino en Uruguay es **UTE**, la *utility* eléctrica del estado, que usa gas como *feedstock* para su central eléctrica Montevideo. La concesión **Southern Cross Pipeline** cubre una extensión posible de Uruguay a la frontera con Brasil, para suministrar a posibles mercados en el sur de Brasil. Numerosos estudios fueron completados.

El pipeline comprende 193 km de una línea de 18 a 24 pulgadas de alta presión, con una capacidad de aproximadamente 5 MMcm/d. Cerca de 55 km cruzan el Río de la Plata, con la longitud remanente quedando *onshore* en Uruguay. Las instalaciones también incluyen aproximadamente 200 km de laterales de baja presión con diámetros variables.

En Neuquén finalizó en 2006 el proyecto El Mangrullo, que consistió en la construcción de un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 69 km de longitud para la brasileña **Petrobras**. Actualmente, Petrobras Energía está operando comercialmente las instalaciones construidas en El Mangrullo, que permitieron incrementar la producción de gas en la cuenca.

GNEA PIPELINE

Fig. 3



El **Gasoducto al Noreste Argentino (GNA)** está conectado con **Bolivia**, se inicia en las proximidades del Campo Durán, se extiende hacia **Roque Sáenz Peña**, Chaco, y desde allí, hasta **Santo Tomé, Santa Fe**. Tiene 1.500 kilómetros de cañerías y once estaciones compresoras en el gasoducto troncal, mientras que en los ramales provinciales se tenderán 1.000 kilómetros de diversos diámetros para llevar el fluido a las principales ciudades y zonas no gasificadas. El proyecto fue anunciado en 2003, y en marzo de 2007 Bolivia y Argentina firmaron un acuerdo para construir la tubería.

El primer tendido trans-magallánico hizo factible el ingreso hacia el continente del gas aportado por los pozos perforados en la isla de Tierra del Fuego, porque hasta ese momento no había actividad de hidrocarburos en áreas costa afuera, lo cual aconteció a partir de 2005. La extensión total del nuevo gasoducto es de casi 38 kilómetros, de los cuales 20 kilómetros están instalados en el lecho marino, bajo el estrecho de Magallanes. La ejecución de esa obra de infraestructura hace imprescindible aprovechar las condiciones climáticas menos rigurosas que se presentan a esta altura del año en la región del estrecho de Magallanes.

La obra demandó la instalación de 3140 caños de 24 pulgadas de diámetro, con una capacidad de transporte de 17 millones de metros cúbicos por día. A partir de junio se inyectarán por el nuevo ducto 5,5 millones de metros cúbicos diarios, y otros dos millones en los primeros meses de 2011.

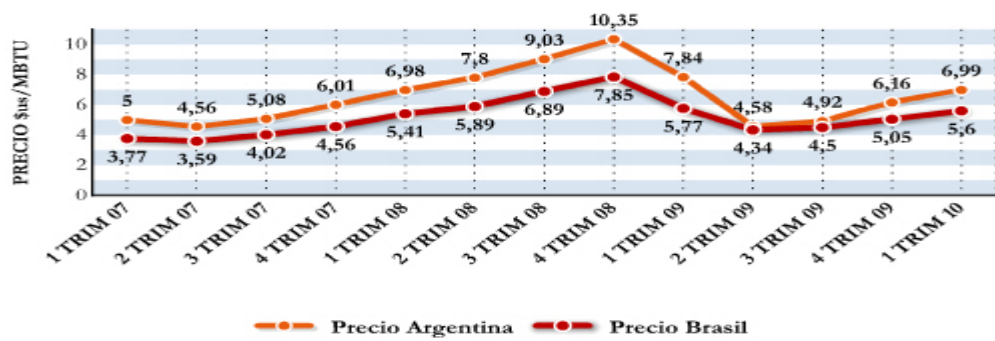
Bolivia

YPFB Transporte SA posee y opera más de 3.000 km de gasoductos y 2.700 km de tuberías de líquidos. La red de tuberías de gas natural boliviana está dividida en dos secciones. La sección norte de 1.271 km conecta **La Paz, Oruro, Cochabamba** y **Santa Cruz** con el gas del campo en la región **Chapare**. La sección del sur de 1.770 km une **Sucre, Potosí** y **Tarija** con campos de gas en la región **Gran Chaco** y se conecta con el gasoducto **Bolivia-Brasil** y **Yacimientos- Bolivian Gulf Pipeline**³

El oleoducto **Carrasco-Valle Hermoso** comenzó la construcción en 2005, transportando petróleo crudo en 247 km de campos en la provincia de Carrasco a la refinería **Gualberto Villarroel**. La tubería tiene un diámetro en los límites de 6.8 a 10 pulgadas. Actualmente, Bolivia exporta el gas natural a Argentina y Brasil, y tiene proyectos para exportar gas a **Chile, Uruguay** y **Paraguay** en el futuro. Los gobiernos de Paraguay, Uruguay y Bolivia estuvieron de acuerdo en construir un gasoducto de 811 km. Las alternativas de trazado que se esbozaron en los términos de referencia para el estudio de factibilidad señalan que el gasoducto partiría de Tarija, Bolivia pasando por el Chaco paraguayo hasta Asunción y también por el Chaco Central con un ramal hacia la zona de Vallemí y Puerto Casado. De Asunción iría hasta Ciudad del Este o Encarnación y de ahí a Montevideo.

³ <http://www.hidrocarburosbolivia.com/herramientas/mapas-de-ductos.html>

VARIACION TRIMESTRAL DE LOS PRECIOS DE EXPORTACION DEL GAS NATURAL BOLIVIANO
 HidrocarburosBolivia.com - Elaboración propia

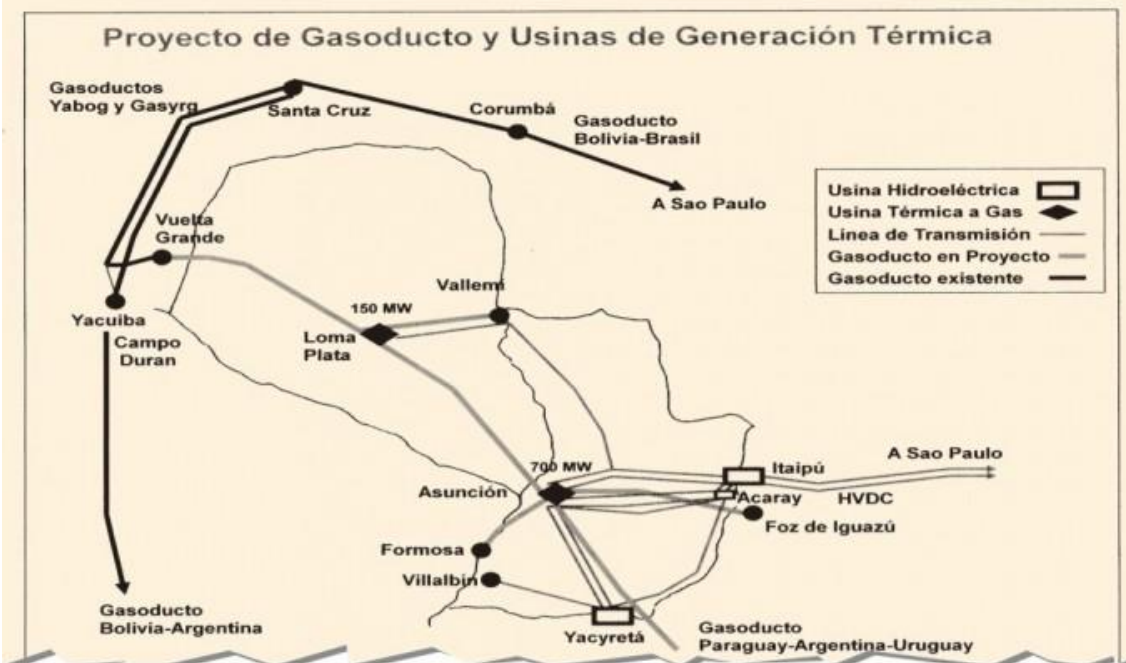


Este acuerdo de integración regional data de mediados del siglo pasado y fue fundado con la visión de un entendimiento regional para el aprovechamiento socioeconómico de las ventajas comparativas entre Paraguay, Bolivia y Uruguay. Ahora, luego de décadas de olvido, surge una gran oportunidad para que se pueda concretar un convenio tripartito entre Bolivia, con sus grandes yacimientos de gas natural; Paraguay, con su vasto potencial energético, y Uruguay, con sus puertos y su salida al mar. Hasta ahora, las condiciones para un acuerdo Urupabol nunca fueron favorables, por distintos motivos: falta de voluntad política, diferencias diplomáticas y conflictos de interés durante la dictadura.

El gasoducto que está proyectando **Urupabol** (grupo con nombre de pájaro tropical que une a **Uruguay-Paraguay-Bolivia**) estará destinado en principio a sectores industriales. La inversión estimada estaría entre los 1.500 y 2.000 millones de dólares para el gasoducto, si es que resulta factible. Incluye el gasoducto, la termoeléctrica entre otras obras relacionadas con el gasoducto.

integración energética URUPABOL, sería de gran beneficio para el país en términos de inversiones directas de capital en infraestructura energética lo cual impulsaría el desarrollo económico del país.

*Ing. Nelson Cristaldo: Recibió el título de ingeniero eléctrico en Temple University, USA y el título de Master en ingeniería en sistemas de potencia en Florida International University, USA. Actualmente se encuentra trabajando como consultor del área de Planificación Energética.



Por otra parte, habrá un gasoducto entre Santa Cruz de la Sierra y La Guardia, 15 km y 4 pulgadas de diámetro, para transporte de gas natural, y adicionalmente otro para atender la zona agrícola de Pailón. **YPF Bolivia**, mediante **YPFB Redes**, aseguró la construcción de un nuevo gasoducto de Santa Cruz a **Cotoca**, que beneficiará al área urbana boliviana y al sector agroindustrial. Las obras comenzarán en dos meses en la primera fase y para la segunda prevén llegar a **Pailón**. El gasoducto nació como una iniciativa regional de instituciones como la **Prefectura cruceña**, la Asociación de **Productores de Oleaginosas y Trigo (Anapo)**, la **Cámara Nacional del Gas** y algunos empresarios privados, pero ahora es asumido como un proyecto importante para YPB.

Se extraerá gas del ducto que va a Río Grande y se tenderá una línea de 8 pulgadas de diámetro, haciendo un recorrido a manera de anillo por el séptimo anillo (Palmásola) hasta llegar a la doble vía a Cotoca. Ahí se divide en dos: un ramal conectará hasta el cuarto anillo de **Virgen de Cotoca** al **City Gate** de **YPF Transportes**, para alimentar con gas al **Parque Industrial**, cuya demanda es creciente. La distancia del gasoducto en el área urbana alrededor del séptimo anillo está entre 15 y 17 kilómetros, mientras que la que va del cuarto anillo a Pailón es de 42 km. Los productores de la zona este están interesados en la provisión de gas porque quieren usarlo en los silos donde secan los granos.

El anuncio de la construcción de gasoductos en el departamento de Santa Cruz, con serias posibilidades de ampliar su diámetro y su longitud a otras poblaciones, es un mecanismo importante de masificación de consumo de gas internamente y motivo suficiente para que desde Beni, por ejemplo, se siga exigiendo el gasoducto citado.

Gran motivo para que Beni, previo estudio técnico y financiero, demuestre la importancia de 'crear' demanda de gas en la Amazonia a través del gasoducto Santa Cruz-Trinidad, con la decisión de ingeniería financiera de generarla como se hizo en los años 90 con el gasoducto Bolivia-Brasil, que creó la demanda de gas boliviano ante la oferta de electricidad generada por agua en Brasil. Hoy ambos esquemas funcionan de manera complementaria. Ese gasoducto sería el instrumento para, entre otros temas, suplir el diésel que consume Beni y espolear la masificación amazónica de consumo de gas barato que empujará, a su vez, la reproducción comercial de emprendimientos y negocios. Los municipios en el tramo Santa Cruz-Trinidad están llamados a hacer, desde ahora, la tramitación de utilización de suelos para el posible trazo del gasoducto, facilitando así la labor de inversión del Estado y de otras inversiones privadas para esta obra de prioridad nacional. Trinidad consumirá por encima de 50.000 Mwh de electricidad hoy generada a diésel.



Colombia

En Colombia, el oleoducto **Caño Limón-Coveñas**, que tiene 770 kilómetros de longitud, conecta el yacimiento petrolero Caño Limón con Coveñas, localizados en la línea costera Caribeña. La tubería fue construida en 1985 y conjuntamente poseída por Ecopetrol y **Occidental Petroleum**. La mayor parte de la tubería es de 24 pulgadas con los estándares de calidad internacional, por donde fluyen cada día 100.000 barriles, aunque tiene una capacidad para 250.000. Por ser el soporte de la economía del país ha sido blanco de 1.100 atentados dinamiteros, de los cuales 170 ocurrieron en el 2001.



Ecopetrol busca socios para construir un oleoducto que comenzaría en **Ariguaney (Meta)** y terminaría en **Coveñas (Sucre)**, el cual tiene una inversión estimada de 3.500 millones de dólares⁴. Por la dimensión de la obra, la petrolera está en proceso de buscar otras compañías interesadas que participen en la construcción, pues desde hace 20 años (cuando se hizo el de **Cuisiana**) no se desarrollaba un oleoducto de tal magnitud.

El Oleoducto de los Llanos Orientales que se inauguró en septiembre de 2009 y copó su capacidad. La obra, que fue construida con 560 millones de dólares por Ecopetrol y la multinacional canadiense **Pacific Rubiales Energy**, inicio con una capacidad de

⁴ La Opinión, "Construirán oleoducto por US\$3.500 millones", (18/3)

68.000 barriles diarios que se producían en la región del campo Rubiales (Meta) y podía ser ampliado a 160.000 barriles.

El costo de la primera etapa sería alrededor de 2.000 millones de dólares con tubería de 30 pulgadas. La construcción del oleoducto se justifica debido al incremento en la producción de crudo, ya que **Colombia** se ubica actualmente como segundo país (después de **Venezuela**) en **América Latina** en exportar crudo a **Estados Unidos**. Para finales del próximo año se espera que se extraiga más de un millón de barriles diarios de crudo, lo que constituye una cifra récord en la historia de Colombia. Hoy se está cerca de los 760 mil barriles por día y se proyecta que este año subiría a los 800 mil barriles por día.

Venezuela

Venezuela exporta grandes cantidades de petróleo y tiene un sistema de oleoductos establecidos que proporcionan transporte de los centros de producción a las terminales costeras de exportación, sin embargo, actualmente no hay ningún oleoducto de exportación. Venezuela también tiene grandes reservas de gas. Las reservas de gas estuvieron en aproximadamente 4.8 trillones de pies cúbicos de gas a principios de 2009. Esto condujo a mucha construcción de tuberías de gas natural en los últimos años⁵.

En marzo de 2004, PDVSA concedió tres contratos a compañías locales para la construcción de la tubería **Central – Occidental Interconnection (ICO)**. Los 402 Km. de ICO fueron construidos para conectar los sistemas de transporte de gas natural de Venezuela en las zonas centrales y occidentales del país, suministrando gas natural al occidente venezolano para re-inyectar en los yacimientos petroleros⁶. La tubería conecta los campos de gas natural en el estado **Falcón** al complejo de refinación **Paraguana**. El segundo *stage* de la tubería conecta 237 Km., a la tubería **Amuay** con la tubería **Anaco – Barquisimeto** de 1.488 km.

El gasoducto **Trans-caribeño** (también conocido como gasoducto **Trans-oceánico**) comenzó a transportar gas entre Venezuela y Colombia en 2008. La tubería de 64 cm de diámetro (25 pulgadas) tendrá una extensión de 225 km entre **Punta Ballenas**, en la **Guajira colombiana** y la costa oriental del **Lago de Maracaibo**, en Venezuela. Inicialmente transportará diariamente 150 millones de pies cúbicos de gas hacia Venezuela para luego invertir el flujo, en el año 2013, transportando el gas desde Venezuela hacia Colombia. En 2007, Colombia, Ecuador y Venezuela comenzaron conversaciones para la creación del gasoducto **Trans-andino** para conectar las tres naciones, con Venezuela como el principal proveedor a **Ecuador**.

El **Proyecto Sistema Nororiental del Gas (SINORGAS)**, ejecutado por Petróleos de Venezuela, a través de su filial **PDVSA Gas**, abarca una extensión de 472



⁵ www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/.../582.PDF

⁶ www.energyinvestmentstrategies.com/.../101607VenezuelaOilProd.pdf

kilómetros de tubería con diámetros entre 36,26 y 16 pulgadas. El sistema se distribuirá en seis tramos: **Barbacoa-Provisor-Puerto La Cruz**, **Provisor-Cumaná**, **Araya-Coche-Margarita**, **Güiria-El Pilar**, **El Pilar-Cariaco** y **Cariaco-Cumaná**.



El plan de inversiones de **Pdvs**a Exploración y Producción División Faja del **Orinoco** para el año 2010 tiene como principal objetivo la consecución de los proyectos de construcción de nuevos oleoductos y diluenductos en el sur de los estados de **Monagas** y **Anzoátegui**. La cartera incluye una inversión aproximada a los 175 millones de dólares para impulsar el avance en las obras de construcción de la red de tuberías que permitirán conducir el crudo extraído en la Faja Petrolífera del Orinoco hacia las áreas de almacenamiento en todo el sur oriente, mejoradores y terminales de embarque.

El alcance de la obra incluye la construcción de 151,1 kilómetros de tubería de 42 pulgadas desde Morichal hacia **Patio de Tanques Oficina (PTO)** en El Tigre, fase del proyecto que presenta un avance del 29%. Este incluye una nueva estación de bombeo en Morichal, siete estaciones de válvulas, una subestación eléctrica y una sala de control, entre otros. Además, se adelanta la construcción del oleoducto de 38 kilómetros de tubería de 30 pulgadas de diámetro, una nueva sala de bombas, una subestación eléctrica y obras para la transferencia de diluyente desde el **Patio de Tanques Jusepín** hasta **Veladero**, para el transporte de crudo mesa 30 hacia el **Distrito Morichal**.



Estos proyectos se complementan con el incremento de capacidad de almacenamiento en Patio de Tanques Oficina (PTO), el cual consiste en la construcción de cuatro tanques de 250 mil barriles cada uno, un sistema de bombeo con 4 bombas y sus respectivas conexiones a los sistemas de llenado y vaciado. Con este agresivo plan de inversiones en infraestructura para las áreas de Exploración y Producción División Faja del Orinoco, cuyas obras se concretarán en los próximos tres años.

Perú

La capacidad del gasoducto de **Camisea** que va desde la sierra hasta la costa crecería un 18% este año y más que se duplicaría para el 2012, en medio de los esfuerzos por abastecer la creciente demanda de combustible. La capacidad del ducto de Camisea, que con sus 560 kilómetros recorre desde la región andina de **Cusco** hasta la zona costera de **Pisco**, aumentaría este año a 530 millones de pies cúbicos diarios (pcd) de gas, desde los actuales 450 millones de pcd. Habrá una oferta adicional de 80 millones de pies cúbicos por día de transporte en este año, y el compromiso es llegar a 950 millones en el 2012.

La tubería es operada por la compañía **Transportadora de Gas del Perú (TgP)**, mientras que los gigantescos yacimientos de Camisea son explotados por un consorcio liderado por la argentina **Pluspetrol**⁷. TgP había dicho a fines del año pasado que planeaba elevar desde el 2012 la capacidad de su gasoducto a 900 millones de pies cúbicos diarios con una inversión total de unos 800 millones de dólares.

La ampliación del gasoducto ayudaría a abastecer la creciente demanda interna de gas natural, que ha aumentado fuertemente en los últimos años ante el mayor uso del combustible en la industria local, las empresas eléctricas y los vehículos de transporte público y particular. Además, ayudaría a aplacar los temores a que el país afronte una escasez gasífera cuando el consorcio Perú LNG comience a exportar el combustible a México desde mediados del 2010.

A principios de marzo, la francesa **Perenco** presentó un estudio de impacto ambiental al **Ministerio de Energía y Minas de Perú** por un proyecto de oleoducto de 207 km valuado en 359 millones de dólares. Este ducto transportaría la producción del bloque 67 desde la central de procesamiento de crudo **Curaray** hasta la estación **Andoas** de la petrolera **Petroperú**, para su posterior traslado a la terminal **Bayóvar** en el Pacífico.

El proyecto también contempla un oleoducto de 31km para transportar hidrocarburos livianos desde la estación Andoas hasta la central de procesamiento de crudo. La tubería principal de 20 pulgadas tendrá un valor de 245 millones de dólares y el costo de la línea paralela de diez pulgadas será de



⁷ En el emprendimiento TgP participan, entre otras, las argentinas Tecgas y Pluspetrol, Hunt Oil, la argelina Sonatrach, la surcoreana SK y la peruana Graña y Montero.

100 millones de dólares.

El bloque 67 cubre 101.931 hectáreas en la cuenca **Marañón** e incluye los campos petroleros **Paiche, Dorado y Piraña**, cuyas reservas superan los 300 millones de barriles. Se proyecta que la producción inicial comience en el tercer trimestre de 2013 y la producción máxima debería ser del orden de los 100.000 b/d.

Chile

Desde 1961 **Enap** construyó más de 1.400 km de gasoductos en la Región de **Magallanes**, la gran mayoría asociada a la explotación de los yacimientos de la zona y su procesamiento en las plantas de **Cullen y Posesión**.

Chile confiaba en el gas natural importado de Argentina por las tuberías mencionadas más arriba antes que los recursos de energía fueran limitados. En abril de 2004, Argentina comenzó a restringir el gas natural que exporta a Chile debido a la crisis energética que sufría dentro de su propio país. Desde entonces, Chile buscó otras fuentes de gas natural como el gas de tuberías de otros países o la importación de GNL.

Un gasoducto entre la capital chilena y la sureña región del Bío Bío podría ser una solución a mediano plazo al problema de abastecimiento. El gas natural licuado a la región del **Bío Bío**, mediante camiones, en septiembre del 2010. No obstante, el compromiso es que entre 2013 o 2013 estará listo un gasoducto, pero dependerá de la demanda que exista en la zona. La inversión para la construcción del gasoducto costaría unos 400 millones de dólares y el nivel de consumo se debiera tener estimado en el segundo semestre del 2010, para que así este operativo en cuatro años más⁸.

La idea de ENAP es ofrecer en la zona una alternativa menos contaminante para el parque industrial y de generación, que hoy usa diésel o petróleo pesado. Un factor clave para el desarrollo de la construcción de un gasoducto hacia el sur del país sería su uso a nivel industrial, especialmente de empresas eléctricas, a partir del desarrollo de plantas de generación con gas natural licuado.

⁸ La Nación Chile, “ENAP ve gasoducto a Región del Biobío en 2013”, (27/11/2009)

Asia-Pacífico



Pipelines are intensely political beasts when they are in the planning stage; but once constructed they are the geo-political equivalent of marriage. El 14 de diciembre, presidente chino **Hu Jintao** se unió a su colega de Turkmenistán **Gurbanguly Berdimuhamedov** para inaugurar la nueva tubería asiática que permitirá a China obtener copiosas provisiones de gas de Asia Central.

Durante casi 200 años Asia Central estuvo supeditada a los designios de Rusia en sus dos versiones de dominación: zarista y soviética. Durante la mayor parte de los 18 años desde la desintegración de la **Unión Soviética**, China tomó un *back seat* (asiento trasero) en la competencia feroz entre Rusia y América por la influencia en las regiones ricas en recursos, los cinco países de Asia Central -**Kazajstán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán**-. Hasta entonces los únicos gasoductos existentes estaban controlados por el monopolio ruso **Gazprom**, que no tuvo ninguna prisa para ver cómo los suministradores de Asia central competían con la venta de gas ruso en Europa⁹.

En 2009, con las necesidades de energía se despertaron nuevas oportunidades en el patio trasero occidental. En pleno boom, China no descuidó Asia Central, pero sus prioridades estaban en otros lugares. Ya que la crisis financiera global dejó a Rusia y América luchando con sus presupuestos, China ofreció una mano de ayuda a Asia Central. *Its money has been welcome.* Desde el punto de vista de Asia Central, el crédito chino ofrece una ventaja adicional en el kind Occidental: viene sin la molestia de las críticas políticas, según **The Economist**. Asia Central es un espacio que ofrece ciertas prestaciones en clave geoeconómica para aquellos países o empresas transnacionales que tienen ciertas aspiraciones regionales o globales¹⁰.

"La nueva tubería marca un cambio de poder para beneficiar a las tres economías centro asiáticas y China y en detrimento de Rusia", dijo **Philip H. de Leon**, editor de **OilPrice.com**¹¹. En junio, por ejemplo, China prestó a Turkmenistán 4 mil millones de dólares para desarrollar su más grande yacimiento, **South Yolotan**, cerca de la frontera afgana. Esto es parte de un acuerdo de 30 años que tarde o temprano llevará a China 40 mil millones de metros cúbicos de gas cada año. El campo es de 75 kilómetros de largo y 35 kilómetros de ancho, tiene una columna de gas de 500 metros y probablemente tenga 6 trillones de metros cúbicos de gas¹².

⁹ Michael Klare, *"Rising powers, shrinking planet"*, (2008)

¹⁰ Las reservas regionales de gas, de acuerdo con las cifras de BP, ascienden a 6,3 bmc, cifra que aumentó durante el último año gracias a los nuevos descubrimientos realizados principalmente en Turkmenistán y Kazajstán.

¹¹ The Daily Telegraph, *"New gas and oil pipelines in Europe and Asia could take the politics out of transportation"*, (3/3)

¹² Oil&Gas Eurasia, *"Yolotan-Osman Field a "Super-Giant"*, (22/2/2009)

El gasoducto Asia Central-China tendrá dos líneas paralelas. Cada una tiene una longitud de 1.794 km con 10 estaciones compresoras. La primera línea fue puesta en funcionamiento antes de finales de 2009 y alcanzará cerca de 2012 la capacidad de entrega de 30 mil millones de metros cúbicos. Aparte de fomentar la cooperación económica entre China y los países de Asia Central, las tuberías también serán fuentes de ingreso para los países de la región, promoverá el desarrollo y la inversión en los recursos locales de gas natural, estimulará el crecimiento de la construcción de maquinaria e ingeniería civil y creará oportunidades de empleo.

El gasoducto Asia Central-China atravesará zonas con características geográficas complicadas. Por ejemplo, la arena fina del lecho de los ríos **Ili** y **Syr Darya** y el agudo frío durante invierno plantearon dificultades y riesgos para la obra. La tecnología de perforación direccional permitió hacer pasar, a 30 metros por debajo del lecho del río Ili, un ducto de tuberías de 1.067 mm x 28,6 mm con una longitud total de 1,1 km, sin dañar el ambiente, ni afectar el tráfico fluvial, ni menoscabar los diques y la estructura del lecho del río. Para terminar la obra en el plazo señalado, la empresa china aplicó una nueva tecnología que combina la soldadura de bajo-hidrógeno con la semiautomática, consiguiendo un rendimiento de unos 80-100 ensambles diarios, casi un 140-150% mayor que la técnica convencional de soldadura semiautomática con electrodos celulósicos y casi similar a la soldadura automática. Aparte de la mayor velocidad, el nuevo método redujo en un 30% el consumo de electrodo alimentado en forma semiautomática.

El gasoducto de Turkmenistán sigue sobre los talones de un nuevo oleoducto kazajo a China en la nueva infraestructura de transporte de energía. La primera fase de los oleoductos kazajos entró en operación en julio del año pasado; una segunda fase unirá los ricos recursos petroleros kazajos en el mar Caspio a China. *Segue la antigua Ruta de la Seda, desde Turkmenistán.* El gasoducto -cuyo coste lo asume el **Banco de Desarrollo de China**, aunque el operador clave es el gigante estatal chino CNPC- comenzó a ser construido en julio de 2007 en la región turcomana de **Bagtyarlyk**, que cuenta con varios yacimientos con unas reservas estimadas en más de un billón de metros cúbicos de gas.

Actualmente el gas natural ocupa sólo el 3,3% en las estructuras de consumo de energías primarias de China, un porcentaje muy inferior al promedio mundial. El crecimiento rápido de la demanda de gas natural en el país y la estructura de optimización del consumo de energéticos en China creó oportunidades importantes para el desarrollo de operaciones de gas natural. En los últimos años, el gas natural y los gasoductos pasaron a ser negocios sumamente esenciales para las empresas chinas para su crecimiento y puntos más potenciales para elevar su rentabilidad. Gracias a las inversiones y las construcciones realizadas en los últimos años, se formó una red nacional de gasoductos que une las cuatro grandes zonas de producción gasífera (Suroeste, Changqing, Tarim y Qinghai) con los principales mercados de consumo.



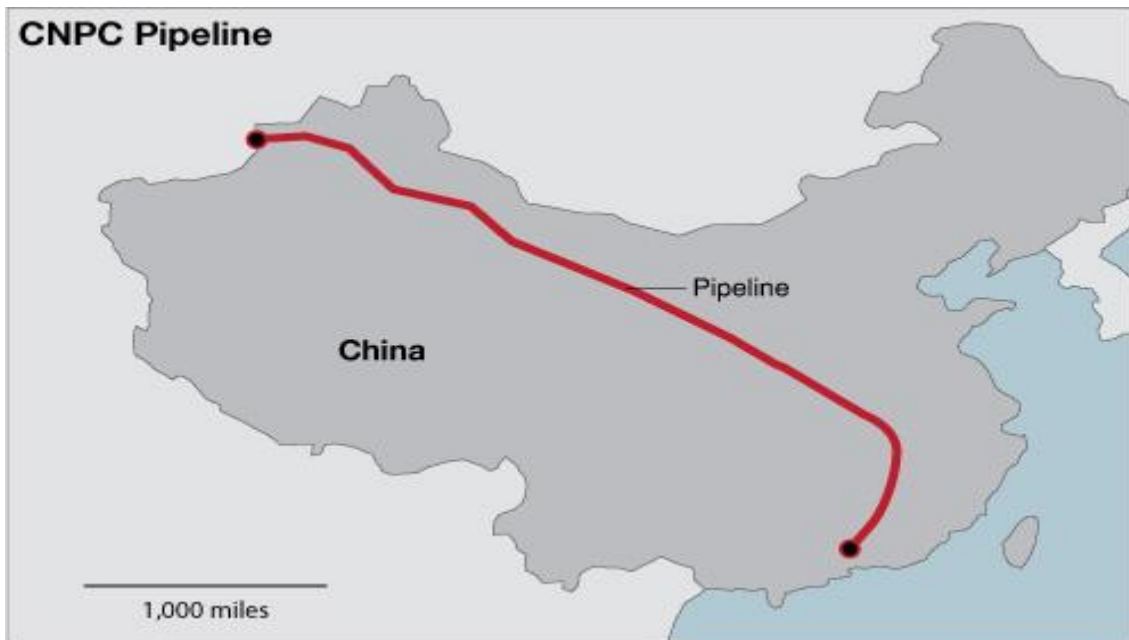


PetroChina espera poner en servicio su segunda **West-East Pipeline (WEPP II)** a finales de 2010 o a principios de 2011. La tubería es la parte del gasoducto más grande de Asia, que corre de **Turkmenistán** al Este de China. La sección china de la línea troncal cubre 3.400 millas, conectando la provincia de **Xinjiang** a **Guangzhou** y **Shanghai** y espera ser completada en 2010. El desarrollo también clama por 1.240 millas de *branch lines*. WEPP II llevará 30 billones de cu m/año de Asia Central a los centros de consumo en China¹³. PetroChina firmó contratos tanto con **GE Oil & Gas** y **Rolls Royce** para suministrar la compresión para la sección de China occidental de la tubería, que corre del borde **Kazajstán-China** a **Zhongwei**¹⁴.

Turkmenistán completó la construcción de su sección de 117 millas en octubre de 2009. La línea, que comienza en un campo de gas de Turkmenistán cerca del río **Amu Darya** antes de entrar a **Uzbekistán** en **Olot** y continúa por el sur de Kazajstán hasta China, en funcionamiento en diciembre de 2009. Además del gas de Turkmenistán y Uzbekistán, la línea será suministrada por el gas de los campos kazajos **Karachaganak**, **Tengiz** y **Kashagan**. China National Petroleum Corp. firmó un contrato de suministro por 30 años por 30 billones cu m/año por la línea.

¹³ Reuters, "China in Central Asia: latest investments", (11/3)

¹⁴ <http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/ourbusinesses/engineeringconstruction/>



El gasoducto se extenderá por cinco mil en territorio chino para llevar el gas de esta región al Estado chino.

China



Con enormes reservas de gas en el Extremo Oriente, el Este y el Occidente siberiano, hay un potencial de amplios recursos en Rusia para satisfacer las necesidades de gas natural de China durante varias décadas. Para Rusia, esto ofrecerá la diversificación de sus exportaciones, formando un nuevo mercado de gas, potencialmente muy grande. **Gazprom** es un *staunch supporter* de estos proyectos. Para China esto ofrecerá provisiones de gas

por tuberías estables.

Los proyectos de tuberías, ambiciosos no sólo en términos de escala, afrontan desafíos técnicos. Estos proyectos estuvieron en el *drawing board* por algunos años, y a pesar del crecimiento económico espectacular de China en los últimos años, todavía no se había materializado. Históricamente, el desarrollo del gas natural de Rusia comenzó seriamente debido a su relación con Europa Occidental. Mientras los desacuerdos comerciales entre

ambos lados forman parte del mayor problema en la superficie; en la profundidad, la desconfianza histórica conducida entre ambos poderes fue una de las causas de ruptura.

La primera etapa del oleoducto **East-Siberia Pacific Ocean** de 4.700 km, incluye la construcción de 2.400 km de oleoducto de **Taishet** a **Skovorodino** cerca de la frontera china y una terminal ferroviaria petrolera en **Kozmino** en la bahía **Perevoznaya** con un costo combinado de 14.1 mil millones de dólares, inaugurado en diciembre de 2009. La segunda etapa implica la construcción de un link de tubería entre Skovorodino y Kozmino y sustituirá la línea ferroviaria en 2012. La primera fase de la línea puede llevar hasta 30 millones de toneladas/año de petróleo.

El programa intensivo de investigación y desarrollo ha sido integral en la construcción del **Second West – East Gas Pipeline**. La tubería de 8.704 km consiste en una línea troncal y ocho ramas que conectarán Horgos, localizado en la **Región Autónoma Uygur** de **Xingjiang** con la **Región Administrativa Especial de Hong Kong** después de atravesar 14 provincias, regiones autónomas y municipios.

China National Petroleum Corporation (CNCP) incorporó satisfactoriamente *technological breakthroughs* de seis de sus proyectos de investigación para apoyar la construcción. Siete nuevos productos fueron desarrollados y fabricados en el interior del país en una escala industrial. Estos productos incluyen un diámetro grande, materiales de tubería de acero de alto grado, tubos soldados por arco sumergido, *hot bending bends* y *hot-drawn T-joint pipe fittings*.

Trabajadores chinos concluyeron la construcción de un túnel bajo un río fronterizo con Rusia, que es la parte más significativa del proyecto de oleoducto entre China y Rusia. Más de 80 trabajadores excavaron el túnel de 1.090 metros debajo del río **Heilong River** desde el 1 de septiembre del 2009. El túnel, considerado la parte más difícil de proyecto, requirió la participación de expertos de ambos lados que tardaron alrededor de dos años para diseñar y verificar el proyecto¹⁵.



El trabajo restante, es decir la instalación de las tuberías a través del túnel, será relativamente fácil y se espera que esté listo a finales de mes. La tubería de 970 km transportará petróleo desde el oriente siberiano hacia la ciudad china de **Daqing**, en la provincia de **Heilongjiang**, y tendrá una capacidad de 15 millones de toneladas al año. La construcción del oleoducto podría estar terminada en octubre de este año.

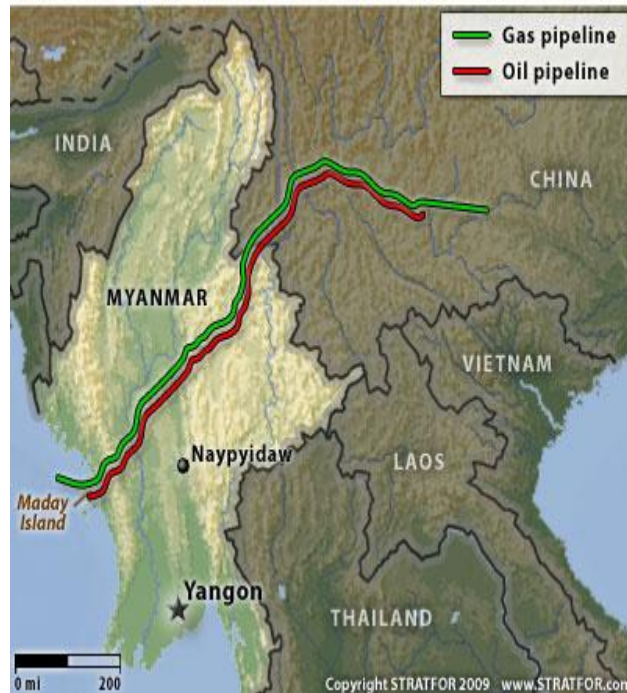
¹⁵ Pipeline Internacional, “China finishes tunnel for ESO pipeline”, (24/3)

La mayor parte del petróleo crudo ruso importado a través del oleoducto será refinado en las refinerías de Daqing y Fushun, propiedad de subsidiarias de CNPC, compañía matriz de PetroChina. Con base en un acuerdo de petróleo por créditos firmado en febrero del 2009, China otorgará préstamos a firmas petroleras rusas por 25.000 millones de dólares en un plazo de 20 años a cambio de la entrega de 15 millones de toneladas de petróleo anuales en las próximas dos décadas.

CNPC obtuvo en diciembre la licencia para construir y gestionar un oleoducto de gran importancia para China. Esto le permitirá abrir una nueva ruta para el suministro de crudo sin pasar por el Estrecho de Malaca, controlado por la Marina estadounidense.¹⁶ El oleoducto, de

770 km, unirá la isla de Maday, al oeste de Birmania, con la ciudad fronteriza china de Ruili, desde donde se distribuirá el crudo por el resto del suroeste de China. Con una capacidad de 12 millones de toneladas de petróleo al año, el oleoducto supone un paso en la estrategia china de diversificación de suministro.

PLANNED MYANMAR-CHINA OIL AND GAS PIPELINES



India

India añadirá más de 7.450 kilómetros de red de gasoductos en los próximos 2-3 años para aumentar sus líneas de suministro para seguir el crecimiento de la demanda en los centros de consumo en el país¹⁷. El segunda mayor economía de Asia con más rápido crecimiento tiene la mayor parte de la infraestructura de gasoductos concentrada en el oeste y el norte mientras el sur y el este fueron, en gran parte, dejados intactos.

"El desafío para un mercado emergente como India debe desarrollar la infraestructura de tubería en todo el país, incluyendo áreas remotas, en tandem con el aumento del suministro. Sólo entonces seremos capaces de asegurar el crecimiento global", dijo Murli Deora, Ministro del Petróleo en el VI Asia Gas Partnership Summit en New Delhi.

La actual infraestructura de transporte de gas natural en el país es de alrededor de 10.800 km con una capacidad para mover 270 millones de metros cúbicos standard de gas

¹⁶ Asia Times, "Bless you Mr Obama on Myanmar", (10/3)

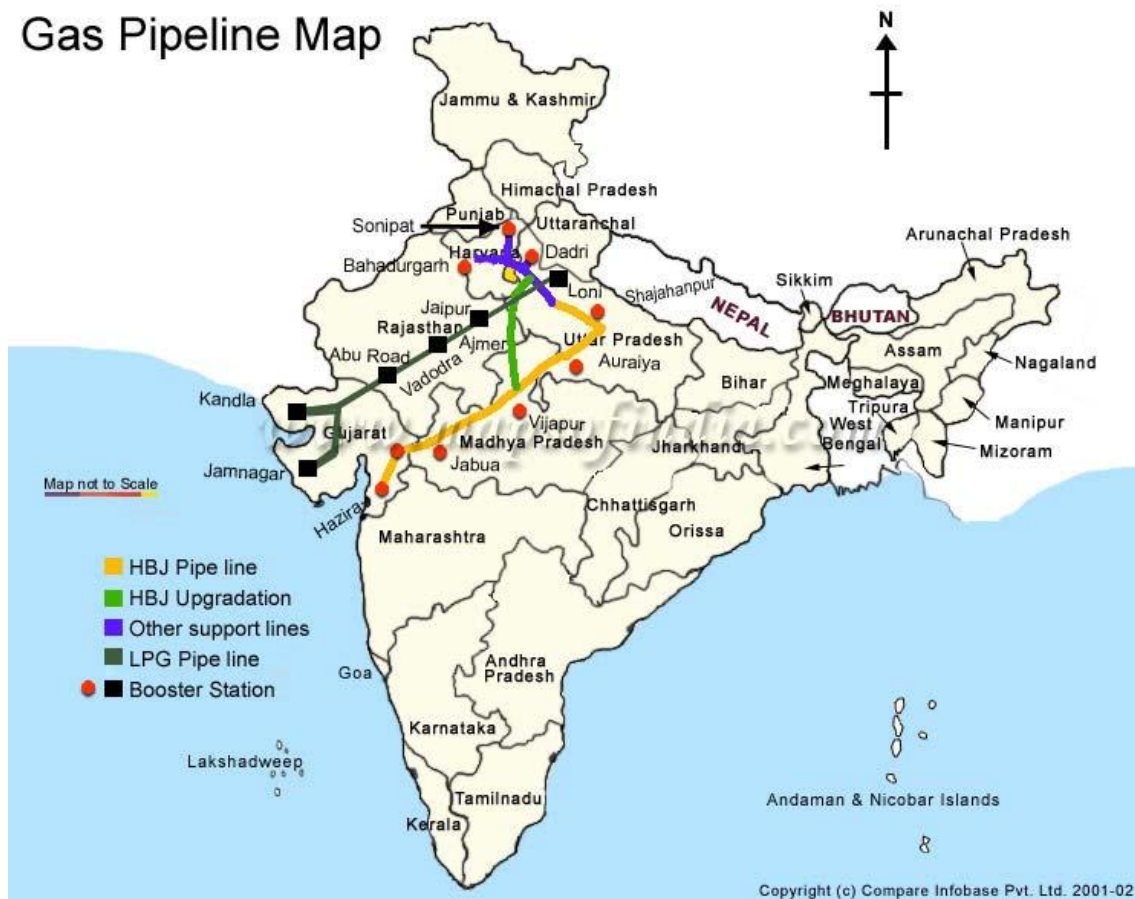
¹⁷ The Economic Times, "India to add 7,450 km to gas pipeline network in 3 yrs", (22/3)

por día. "Los principales proyectos de tuberías están en proceso en el país, que añadiría otros 7.450 km y 248 mmscmd a nuestro transporte de infraestructura", dijo.

Tamil Nadu conseguirá tres gasoductos en 2012 para aumentar la disponibilidad de gas en el estado¹⁸. **Gail India Ltd** pondría una tubería entre **Bangalore** y **Chennai**. **Reliance Industries Ltd** construirá tuberías entre **Kakinada** y Chennai y otra entre Chennai y Bangalore. La línea Kakinada-Chennai será ampliada más tarde a **Thoothukudi**.

Gail también ejecutará la tubería **Dhabol-Bangalore** con la conexión a **Goa**, la tubería **Kochi-Mangalore** conectada a Bangalore, y la tubería **Haldia-Jagdishpur**. Reliance realizará la tubería Kakinada-Haldia. La producción de gas aumentó de 60 al 70% el año pasado. Ese año fue importante para Gail, que está involucrado en la exploración y producción de gas natural, como lo muestra el inicio de producción de dos yacimientos petroleros importantes. La producción de gas de la cuenca de **Krishna Godavari** tiene un aumento de 60 millones de metros cúbicos standard por día. Todas las tuberías hacia el sur estarán listas a mediados de 2012. Con ello la conectividad de la tubería irá al sur.

GAIL tiene planificado para el periodo fiscal 2010-11 un tránsito del 21% de más para sus gasoductos en 114.8 millones de metros cúbicos por día¹⁹. Las tuberías de Gail llevan la mayor parte del gas KG-D6 a los clientes **Andhra Pradesh**, **Maharashtra** y **Gujarat**.



¹⁸ Times of India, "Three gas pipelines for TN by 2012", (21/3)

¹⁹ Business Standard, "GAIL to transit 21% more natural gas in FY11", (17/3)

Irán-Pakistán

Pakistán e **Irán** firmaron un acuerdo por el proyecto del gasoducto IP. Con el acuerdo, para mediados de 2015 se bombearán diariamente a Pakistán 750 millones de pies cúbicos de gas desde Irán durante 25 años. Según **The Wall Street Journal**²⁰, esta autoridad pakistaní recordó que la construcción de este gasoducto se iniciará en el año 2010. Con un costo estimado de siete mil 600 millones de dólares, estaría listo para 2015, y permitiría llevar gas desde los campos petroleros de **Fars**, en Irán, hasta las provincias paquistaníes de **Baluchistán** y **Sindh** y eventualmente hasta la India. **Nueva Delhi** alega problemas de seguridad, porque el gasoducto atravesaría la volátil Baluchistán, donde en los últimos tiempos resurgió con fuerza los grupos insurgentes.

Cada país será responsable de la construcción de la sección de la tubería que traspasa su propio territorio. El gobierno paquistaní ha sido incapaz de asignar la financiación apropiada y Estados Unidos no está dispuesto a dar la ayuda financiera. La industria paquistaní está sufriendo debido a la escasez de energía porque la disparidad de la oferta y demanda de energía se está incrementando diariamente. De acuerdo con las cifras oficiales, la escasez superó 3.000 megawatts²¹. El **Asian Development Bank** está trabajando en un reporte con Pakistán, para hacerse público en junio, sobre como reestructurar el sector energético paquistaní para mejorar la eficacia y los problemas comunes como el robo de electricidad.

India también podrá obtener el volumen de gas a través de territorio paquistaní si decide integrarse al proyecto. Pakistán tendrá derecho a cobrar una cuota de tránsito a cambio del tránsito seguro del volumen indio, estipula el acuerdo. India se mostró recientemente reticente a conectarse al gasoducto al alegar que existen cuestiones de precios y seguridad aún por resolver con **Teherán**²².



²⁰ The Wall Street Journal, "Iran and Pakistan Sign Pipeline Deal", (16/3)

²¹ Asia Times, "Iran-Pakistan pipeline inches nearer reality", (18/3)

²² The Hindu, "Iran, Pakistan clinch gas pipeline deal", (18/3)

Nord Stream, financiamiento concretado.



La empresa **Nord Stream AG**, operadora del gasoducto subacuático que conectará Rusia con Europa a través del mar Báltico, obtuvo un crédito de 3,9 mil millones de euros que le permite iniciar las obras el próximo mes²³. El préstamo fue otorgado por 26 bancos y avalado al 80% por **Hermes** y **Sace**, las agencias crediticias de Alemania e Italia²⁴. El importe representa un 70% de lo que costará la primera fase del proyecto, estimado en un total 7,4 mil millones de euros; el restante 30% lo van a proporcionar las acciones. *"La situación es radicalmente diferente en los mercados financieros. Hace tres años teníamos bancos listos para prestar mil millones de euros o 1.5 mil millones de euros y tomar un riesgo de seguro. "El factor clave que tuvimos que mejorar es el sweet/sour ratio del acuerdo"*, dijo **Paul Corcoran**, jefe financiero de Nord Stream.

En la actualidad, Nord Stream AG está participada por la rusa **Gazprom** (51%), las alemanas **Wintershall Holding** y **E.ON Ruhrgas** (20%, cada cual) y la holandesa **Gasunie** (9%), pero las cuotas se someterán a una redistribución en el futuro para dejar el 9% en las manos de la francesa **GdF Suez**. El acuerdo entre GdF Suez y Gazprom estipula además la compra adicional de *"1.500 millones de metros cúbicos adicionales de gas natural a partir de 2015"* a Gazprom²⁵. En la actualidad, el grupo francés adquiere anualmente unos 12.000 millones de metros cúbicos de gas al grupo ruso.

El gasoducto Nord Stream, que choca con los recelos de varios países ribereños por su posible impacto ecológico, tendrá 1.220 kilómetros de longitud y constará de dos tuberías paralelas. La primera, con una capacidad de transmisión de alrededor de 27.500 millones de metros cúbicos al año, tiene prevista su finalización en 2011. La segunda línea estará terminada en 2012, duplicando la capacidad anual para llegar a un total de alrededor de 55.000 millones de metros cúbicos. Esto es suficiente para abastecer a más de 25 millones de hogares en Europa.

Los tubos utilizados en el gasoducto tienen un diámetro exterior, con todos los recubrimientos aplicados, de 1,4 metros y una longitud de 12,2 metros. El grueso de la pared de acero de los tubos varía de 27 a 41 milímetros, dependiendo de la profundidad a la que se haya de bajar y, por tanto, de la presión que hayan de resistir. El grueso de la capa anti-corrosión es de 3 milímetros y el de la capa de hormigón de entre 60 y 110 milímetros. El costo total del gasoducto se estima en 7.400 millones de euros.

La embarcación semisumergible pipelay, **Castoro Sei**, de **Saipem SpA**, que tenderá la tubería para el gasoducto Nord Stream entró a finales de marzo en el mar Báltico. En

²³ Financial Times, "Nord Stream wins funding for Baltic pipeline", (15/3)

²⁴ <http://www.gazprom.com/press/news/2010/march/article87053/>

²⁵ Oil and Gas Journal, "GdF Suez to acquire 9% of Nord Stream pipeline", (3/1)

dos años, el buque deberá tender la mayor parte del gasoducto. Castoro navegó a baja velocidad en dirección al **Golfo de Finlandia** y desde allí tenderá unos 2,5 kilómetros de tubería diaria²⁶. La extensión de Nord Stream alcanzará 1.224 kilómetros. Serán colocados en total 100.000 tubos de acero cubiertos con hormigón armado y de unas 25 toneladas cada uno. Antes de tender la tubería en el fondo del mar se explora una franja de fondo marino de 2 Km de ancho para evitar que existan obstáculos que puedan dañarla.

Saipem in 2010: Resilient despite Recession

Offshore Example: "Bigger and Tougher"

Nord Stream Gas Pipeline



Client: Nord Stream AG*

Scope of work: pipelaying of two 48" twin gas lines from Vyborg, Russia to Greifswald, Germany through the Baltic Sea; 1,220 kilometres (each line);
Overall transport capacity 55 bcm per annum approximately (two lines).

Additional SoW: Surveys, Pre-Intervention Works (Rock Dumping), German and Russian Landfalls.

Timing: first line is scheduled in 2010 and 2011;
second line is scheduled in 2011 and 2012.

Main Vessels: Castoro Sei - Castoro 10

Overall Contract Value : € ~1.5 Bln

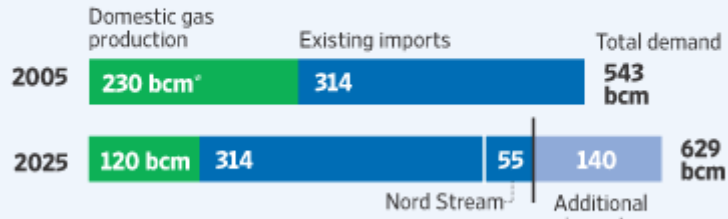


* Nord Stream AG Shareholders are: OAO Gazprom (51%), Wintershall Holding AG (20%), E.ON Ruhrgas AG (20%), N.V. Nederlandse Gasunie (9%)

²⁶ The Baltic Course, "First Nord Stream pipelay vessel enters Baltic Sea"; (29/3)

Short Supply

By 2025, the EU's domestic natural-gas production will dwindle, forcing the bloc to import more from elsewhere. Nord Stream will satisfy some of the increasing demand, but other import options will also be needed.



*billion cubic meters
 Note: Figures are approximate and may not add up due to rounding
 Source: European Commission via Nord Stream





Transneft, el monopolio petrolero ruso comenzará a construir un link de tubería para ayudar a asegurar el suministro de petróleo a una de las rutas principales de China. La tubería **Purpe-Samotlor** de 430 km está programada para ser puesta en servicio en 2012 y acelerará las entregas de petróleo a China del enorme yacimiento **Vankor**, ubicado en el **Ártico**, que pertenece a **Rosneft**²⁷. El tramo Purpe-Samotlor llevaría en principio 25 millones

de toneladas métricas de petróleo por año. Los planes son de duplicar la capacidad en el futuro.

La tubería acortará el camino en la tramo **East Siberia-Pacific Ocean**, el primer link de petróleo ruso a China. El tramo sustituirá una ruta más larga y más anticuada en su lugar. **Denis Borisov**, analista del **Bank of Moscow** dijo que la capacidad del sistema de tubería existente en la región es insuficiente para llevar petróleo de Vankor y otros nuevos campos. La nueva ruta también cortaría la distancia de entrega en hasta 100 kilómetros.

El nuevo tramo, cerca del campo **Samotlor** de **TNK-BP**, también permitiría a la firma -cuya mitad es propiedad de BP- para desarrollar nuevos campos, dijo Borisov. "*Esto ayudará a lanzar los yacimientos petroleros de TNK-BP, como Suzun y Tagul*", dijo. El año pasado, China prestó a Rosneft y Transneft 25 mil millones de dólares de su dinero en retorno de suministro garantizado de 300 millones de toneladas métricas de petróleo siberiano durante las próximas dos décadas.



²⁷The Moscow Times, "Transneft to Start Building Pipeline to China", (10/3)

Nabucco ¿posible sin gas iraní e iraquí?

El gasoducto Nabucco recorrerá 3.300 kilómetros desde la ciudad turca de Erzurum (donde se conectará con otras tuberías procedentes de los países proveedores) hasta la terminal Gas-Hub Baumgarten, en Austria, y su construcción está valorada en 8.000 millones de euros. El acuerdo prevé transportar hasta una cantidad máxima de 31.000 millones de metros cúbicos anuales de gas desde Turquía hasta Europa occidental, evitando el territorio ruso. Se espera que la decisión definitiva sobre el proyecto sea adoptada a fines de este año, para iniciar la construcción a principios de 2011, y concluirla en 2014.

Los *hotspots* políticos Irak y Irán tendrán que suministrar gas a la Unión Europea si Nabucco sigue adelante, dijo el Ministro de Energía de Azerbaijón. Esperan que Azerbaijón sea el principal proveedor del proyecto²⁸. Sin embargo, Natiq Aliyev dijo que los accionistas del proyecto no tendrán éxito para comenzar la construcción el próximo año. Aliyev argumentó que las tensas relaciones en Irak e Irán tendrían que ser aplacadas y entonces podrían conectarse a la línea de suministro pues Azerbaijón no puede producir solo todo el gas que requiere Nabucco. *“En unos años, cuando la situación de Irán e Irak sea más estable políticamente, seremos capaces de poner en práctica rápidamente el proyecto Nabucco”*, dijo.



²⁸ The Independent, “Nabucco needs Iran and Iraq”, (21/3)

Interconexión de gasoductos en el sur de Europa

La interconexión, de unos 180 kilómetros y 2.000 millones cúbicos por año de capacidad de gas, comenzará en la ciudad meridional serbia de **Nis**, a 230 km de **Belgrado**, y cruzará la frontera hacia Bulgaria cerca de **Dimitrovgrad**. El proyecto requerirá una inversión de hasta 120 millones de euros, que procederá en parte de la Unión Europea y de las instituciones financieras europeas. Está previsto que la fase de evaluación de viabilidad del gasoducto comience en otoño de 2010 y que el bombeo de combustible se inicie en 2013. El objetivo desde hace tiempo es conectar el sistema de gas de la Comunidad de la Energía al mercado europeo. También está previsto desarrollar tramos hacia Rumania y Grecia e instalar un dispositivo que permita el flujo de gas en dos sentidos con Turquía.

Mientras el **Trans Adriatic Pipeline AG (TAP)** dio otro paso significativo en su progreso y fue "*la sua prima domanda ufficiale*" para la inclusión en la **Rete Nazionale Gas (RNG)** Una vez que se conceda la petición, el TAP será oficialmente registrada para interconectarse la red de gas italiana con 15 kilómetros de tubería offshore en **Puglia** de **Brindisi** a **Mesagne**. Esto acelerará el progreso de TAP en Italia²⁹.



²⁹ Rinascitabalcantica.it/, « *Il Trans Adriatic Pipeline chiede inclusione nella Rete Nazionale Gas* », (17/3)

New Lifelines

Final capacity of selected planned pipelines,
in cubic meters per year

Nord Stream pipeline (Baltic Sea)



Value based on current European market price for Russian gas (around €320 per 1,000 cubic meters) €17.6 bln

Nabucco pipeline



€9.9 bln

South Stream pipeline (Black Sea)



€9.6 bln

For comparison: existing pipelines ...
... through Ukraine



... through Poland



DER SPIEGEL

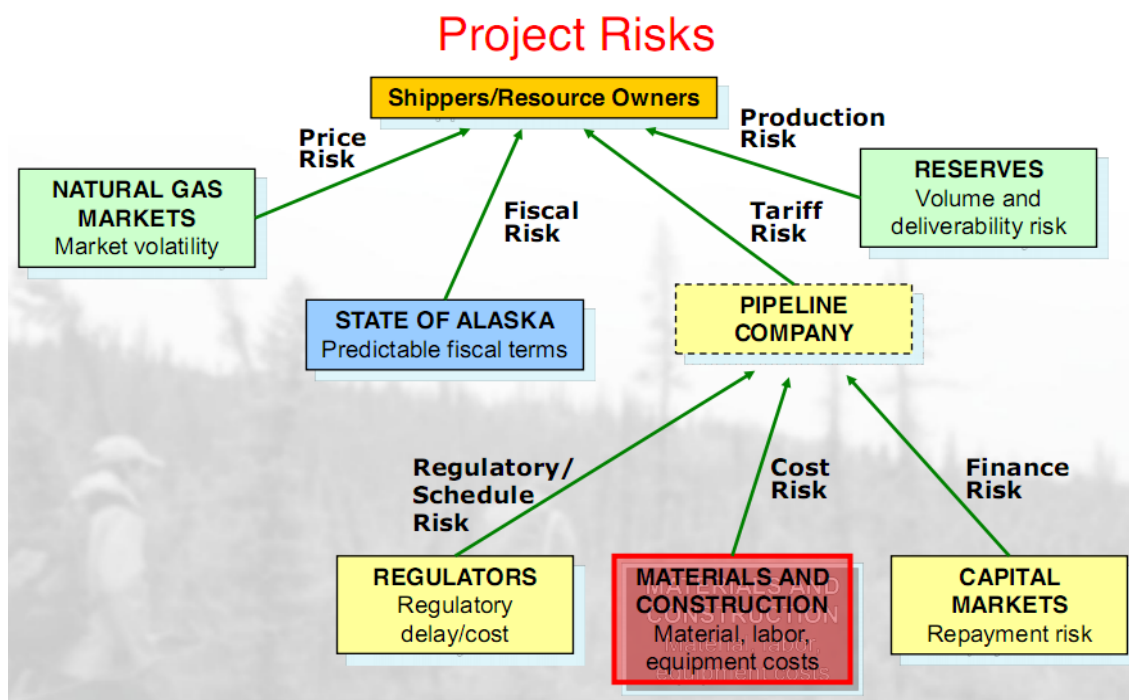


Estados Unidos

BP y **ConocoPhillips** se unieron para construir un gasoducto (Denali) de 4 bcf/d ampliando de **North Slope** en Alaska a los mercados en **Canadá** y **Estados Unidos** en un costo estimado de 20 mil millones de dólares. El proyecto de gasoducto, **Denali –The Alaska Gas Pipeline**, tendrá una capacidad de 113 millones de metros cúbicos al día, cubriendo una parte de la demanda estadounidense de 1.800 millones de metros cúbicos al día y es el mayor emprendimiento del sector privado norteamericano de la historia. Denali combina fortaleza financiera, experiencia laboral ártica y los recursos técnicos de las dos majors.

El proyecto consiste en una planta de tratamiento cerca de North Slope y una tubería de gran diámetro (2.500 psig) de 1.126 Km. de longitud para atravesar Alaska, Canadá por los territorios de **Yukon**, **Columbia británica** hasta **Alberta**. Desde esa localización se tiende una nueva tubería de gran diámetro hasta alcanzar el centro de Estados Unidos, lo que ameritó 1.500 millas adicionales hasta alcanzar los mercados. En su recorrido tendrá estaciones de compresión (>40.000 hp c/u) cada 100-200 millas, mientras que la tubería necesitó para su elaboración hasta 6 millones de toneladas de acero.

Después del *open season* (a mediados de abril de este año), las empresas buscarán obtener la certificación de la **US Federal Energy Regulatory Commission** y de **Canada's National Energy Board** para ser autorizado para avanzar con la construcción del proyecto. Los socios de Denali seleccionaron en mayo de 2009 al **Argonne National Laboratory** como contratista *third-party* para la preparación de la declaración de impacto ambiental. Denali concedió el contrato de ingeniería a **Bechtel Corp.** para el *mainline* del proyecto³⁰.



³⁰ <http://www.denalipipeline.com/presentation.php>

TransCanada Alaska, mientras tanto, comenzó el proceso de preclasificación en su propia tubería de gas natural de Alaska. TransCanada concedieron derechos para construir un gasoducto North Slope bajo el **Alaska Gasline Inducement Act** en enero de 2008.

Enbridge, con sede en Calgary, anunció a fines de marzo que planea desarrollar un tubería NGL del shale **Marcellus** en el sur de **Pensilvania** y el norte de **West Virginia al Midwest**. La línea propuesta entregaría en un sistema de NGL existente en el área de **Chicago**, incluyendo **Aux Sable** facility, que procesa gas de la tubería **Alliance**³¹. Unos tipos de productos transportados en una de las líneas de tuberías próximas de Enbridge son los líquidos de gas natural (NGLs). Los NGLs se encuentran en forma líquida cuando están dentro de la línea de tubería o del tanque de almacenamiento pero se convierten en gaseoso si se dispersan en la atmósfera. Los líquidos de gas natural incluyen el propano, butano, etano y ocasionalmente algunos otros productos de petróleo³². Enbridge desarrollará, construirá, poseerá, y manejará la línea NGL planeada. Las empresa evalúa varias rutas y mercados alternativos.

Para la industria de energía, REX es el rey de las tuberías. Para la mano de obra que pelea en esta ciudad, REX es el rey de los trabajos. Esta es la última tubería de gas natural más grande de ese país construida en 25 años. El proyecto de cuatro años, finalizó el 1 de noviembre, tiene un costo de 6.7 mil millones de dólares, 50% más que lo esperado. Esta es la apuesta más grande por el multimillonario de Houston, **Richard Kinder**. Detrás de este cambio está la **Rockies Express Pipeline**, una línea de gas de 1,679 millas, desarrollada por **Kinder Morgan Energy Partners (KMP)**, **ConocoPhillips (COP)** y la unidad de **Sempra Energy (SRE)**. La empresa usó 1.4 millones de toneladas de acero y soldó 110,814 secciones de tubo de 42 pulgadas. Kinder negoció con 6.530 propietarios de tierras por el *rights of way* y repasó el proyecto en casi 300 reuniones públicas.

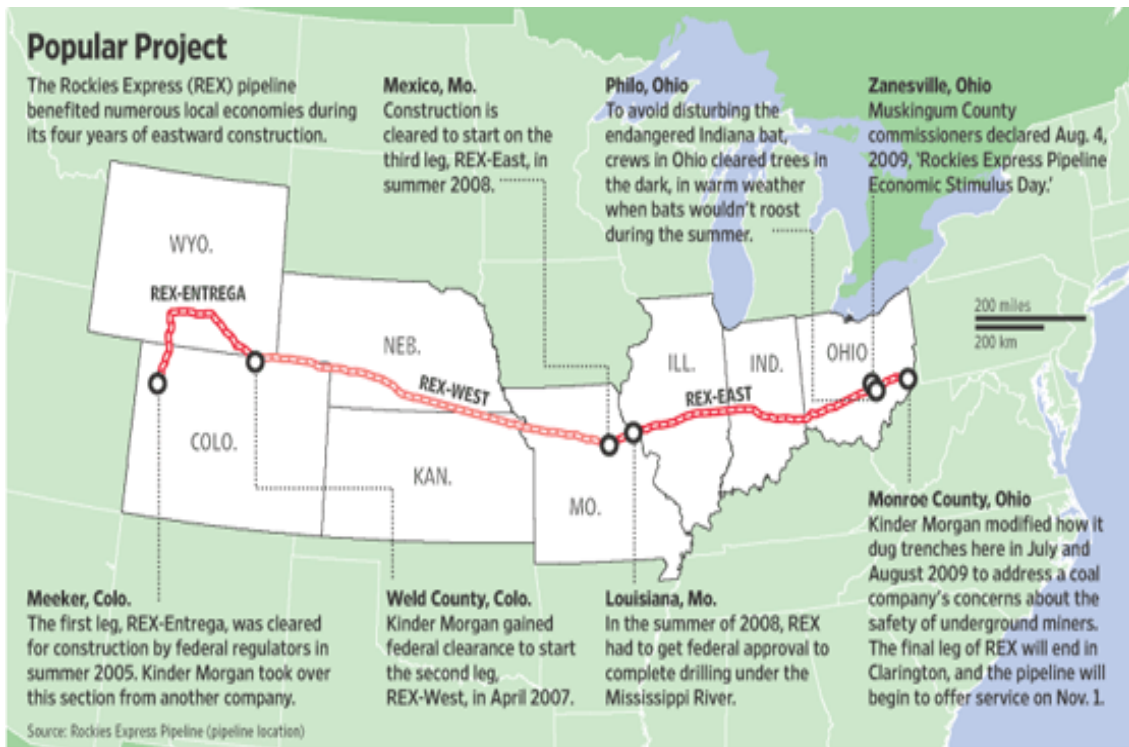
Aproximadamente 9.5 mil millones de pies cúbicos al día de gas es producido en las Rockies, según **Bentek Energy**, una firma de consultoría de energía en Evergreen, Colo. Hasta 1.8 bcf/día es enviado a los mercados del Este via Rockies Express. Otros proyectos, entre los que se incluyen a **TransCanada Corp.**, **Bison pipeline**, **El Paso Corp.** con **Ruby Pipeline**, llevarán gas de las Rockies a los mercados del Midwestern y occidentales cuando entren en línea durante los próximos dos años.

La nueva gigante tubería que se desplaza desde las Rocky Mountains hasta Ohio creó un *paradigm shift* en el mercado de gas natural estadounidense, borrando un *gap* de muchos años entre los precios en las Rockies y los precios en los mercados del este. En el inicio de esta década, una oleada de producción de las Rockies y una carencia de gasoductos para llevar el gas a los mercados necesitados, con una gran diferencia de precios de los encontrados en otros lugares del país. El cálculo diferencial de precios ahora casi desapareció, sin embargo, con la construcción del **Rockies Express Pipeline** así como la decisión de los productores de disminuir la actividad de perforación después de la caída de los precios. Incluso con los precios totales significativamente abajo a partir de los máximos del verano de 2008, borrando el diferencial son buenas noticias para productores como **Williams Cos. (WMB)** y **Ultra Petroleum Corp. (UPL)**, que son activos en las Rockies.

Antes de finales de los años de 1990, los productores de gas vieron a las reservas de las Rockies como demasiado costosas para explotarlas, considerando el terreno difícil. Pero el aumento de los precios del gas y los avances tecnológicos hicieron a la producción de gas de la región económicamente viable.

³¹ Oil and Gas Journal, "Enbridge plans Marcellus-Chicago NGL pipeline", (24/3)

³² Los NGLs son utilizados por varias industrias como materias de base para otros materiales tales como plásticos. El propano y el butano se usan frecuentemente como combustibles.



El crecimiento de la producción dejó atrás al desarrollo de las tuberías para llevar gas a las Rockies a mercados más densamente poblados en el Midwest y el Nordeste, conduciendo a una superabundancia de gas de las Rockies y haciendo disminuir considerablemente los precios del combustible en la región. En octubre de 2008, por ejemplo, el precio promedio del gas en el Cheyenne Hub en Wyoming era de 3.92 dólares por millón de BTU, más abajo que el precio del gas en el Columbia-Appalachia Hub de Ohio, según el IntercontinentalExchange. Este octubre esa diferencia se estrechó a 17 centavos, mientras los precios para el gas de las Rockies y el *benchmark* de gas Henry Hub, eran los mismos, llevando la diferencia a cero. "En las Rockies, ese *basis discount* se encogió considerablemente, y esta fue directamente al flujo de caja y a mejorar los márgenes", dijo Kelly Whitley, manager de relación con los inversionistas de Ultra Petroleum, que tiene operaciones en las Rockies.

Un shift en la producción de gas onshore de las Rockies a otras regiones redujo también el *gap* de precios. Aunque la producción siga elevándose en las Rockies, la producción de gas de las rocas de shale en Texas, Louisiana y Pennsylvania pueden sacar provecho con un gas en 3 dólares por millón de BTU, pero los productores de los Rockies requieren un gas a 4-5 dólares por millón de BTU, según Bentek. Mientras este gas de las Rockies compite con el suministro de extracción más barato de los *shale plays*, el desarrollo del gasoducto en el occidente debería ayudar también a los precios en la región, dijo **Bruce Hinchey**, presidente del **Petroleum Association** de Wyoming. "Pensamos que el nuevo desarrollo de tubería debería hacernos más competitivos en el mercados y darnos más outlets para vender nuestro gas", dijo Hinchey.

África

Argelia, Níger y Nigeria esperan que el gasoducto **Transahariano** (TSGP, por sus siglas en inglés) lleve gas a **Europa** en 2015. Es en el delta del Níger, donde está previsto que arranque el TSGP. A lo largo de 4.128 km transportará entre 20.000 y 30.000 millones de metros cúbicos de gas nigeriano hasta la costa mediterránea argelina cruzando antes Níger.

Hace casi cuatro años, la consultora británica **Penspen/Ipa** entregó a los tres gobiernos un estudio que demostraba la viabilidad técnica y financiera del proyecto. El enorme tubo, de hasta 142 centímetros de diámetro, costará 10.000 millones de dólares, a los que habría que añadir otros 3.000 millones de dólares para efectuar prospecciones adicionales. En un primer momento, las petroleras de **Argelia (Sonatrach)** y de **Nigeria (NNPC)** ostentarán cada una el 45% de la propiedad del gasoducto, mientras que la pequeña empresa energética de Níger se conformará con un 10%.

Oferta, desde luego, no falta. Las reservas de gas de Nigeria son las mayores de África. Alcanzan los 190 trillones de metros cúbicos, a los que hay que añadir las de Argelia, unos 160 millones. Las autoridades nigerianas se centraron, además, en las prospecciones petroleras, olvidándose del gas. Si se ponen a ello es probable que las reservas sean aún más elevadas³³.

El gas nigeriano, de alta calidad y bajo contenido en azufre, llegaría a través del nuevo gasoducto hasta la red argelina. Las reservas de gas nigeriano se estiman en lo equivalente a unos 10 años de consumo europeo. La mayor parte del mismo, hoy se explota mediante el transporte marítimo pero se presentaron posteriores proyectos de diversificación de la exportación nigeriana, a través de **West African Gas Pipeline (WAGP)** y el gasoducto hacia **Guinea Ecuatorial**.

El proyecto TSGP tendría notables repercusiones geopolíticas y geoestratégicas. Para Nigeria, se trataría de un modo para frenar las pérdidas de gas y limitar el impacto ambiental, además de conseguir un beneficio financiero: además, garantizaría una diversificación de las exportaciones. Nigeria podría redoblar las propias exportaciones de gas. Para África en general, el nuevo gasoducto garantizaría la distribución del gas a los países del **Sahel** y a Argelia centro-meridional, favoreciendo el desarrollo de la industria energética y garantizando ingresos a los países de tránsito. Varios consorcios



³³ Next, "Oil companies can continue flaring until...", (11/3)

internacionales han mostrado su interés en participar en el Gasoducto Tran-sahariano, entre ellos el gigante ruso **Gazprom**.

A mediados de marzo, un golpe militar en Níger está creando incertidumbre en los planes para la construcción del gasoducto³⁴. Los militares de Níger derrocaron al Presidente **Mamadou Tandja** el 18 de febrero y designaron la Comandante **Salou Djibo** como nuevo jefe de estado. Dialogando con los periodistas, **Chakib Kelil**, ministro de Energía y Minas de Argelia dijo que debido a la situación en Níger, la tubería "*no está en la misma etapa que antes*".

Otro escollo para el gasoducto es el **Movimiento para la Emancipación del Delta del Níger (MEND)**, la principal guerrilla del sur de Nigeria, que lucha desde 2006 contra la explotación de crudo del sur de Nigeria. Aunque, muy protocolarmente, las autoridades nigerianas afirmaron que tendrán resuelto el problema de la violencia en la región nigeriana del Delta del Níger, la zona productora de crudo y gas, donde actúan grupos guerrilleros produciendo atentados a las exportaciones de petróleo del país³⁵.

La **República Democrática del Congo** planea comenzar a trabajar en un oleoducto de 1.500 Km. desde sus bosques centrales a la costa del Atlántico tan pronto como 2015. La tubería entregará crudo de los potenciales descubrimientos de petróleo en **Matadi** cuenca central del Congo de 800.000 kilómetros cuadrados, al puerto occidental de en el Río Congo³⁶. El costo será de aproximadamente 3,5 mil millones de dólares. Los *surveys* realizados por la brasileña **HRT Petroleum** encontraron tres sitios prospectivos en la región con un potencial cercano a los 3 mil millones de barriles. En diciembre podrían ofrecerse esos bloques para exploración.

La exploración en la cuenca central, o "*Curvette Centrale*", fue limitada por ser remoto y por las dos guerras que asolaron el país durante casi una década desde 2003. **Total SA, Eni SpA, Soco International** y **PetroSA** mostraron interés en 21 bloques de la región. **CoMiCo SPRL** tienen derechos en los tres bloques.³⁷ La exploración fue obstaculizada por la crisis financiera global. Congo buscaría financiación de las compañías petroleras y del **Banco Mundial** y del **African Development Bank**.

El proyecto sudafricano **New Multi-Products Pipeline (NMPP)** moverá diesel, gasolina y jet fuel de una terminal de importación en Durban aproximadamente a 525 Km. del noroeste a la región interior **Gauteng**. **Transnet Ltd.** recibió el informe de impacto ambiental final para el NMPP en noviembre de 2008, con el reporte sometido al mismo tiempo al **Department of Environmental Affairs and Tourism** para una decisión. NMPP incluirá no menos de 10 estaciones de bombeo, con cuatro planificadas en *start-up* y otros añadidos como necesarios para encontrar la demanda. La tubería de 24 pulgadas complementará la existente **Durban-Johannesburg Pipeline (DJP)**, completó en 1965 y



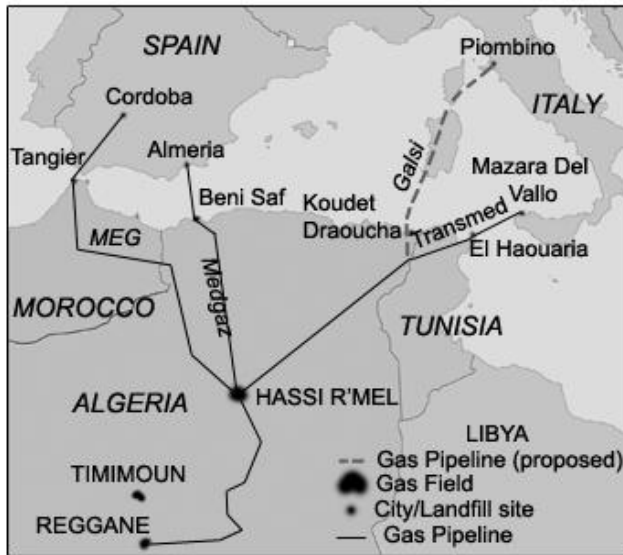
³⁴ The Wall Street Journal, "Algeria Oil Min:Niger Coup Complicates Trans-Sahara Pipe Project", (16/3)

³⁵ The Jamestown Foundation, "Is the Trans-Sahara Gas Pipeline a Viable Project? The Impact of Terrorism Risk", (agosto 2009)

³⁶ Bloomberg, "Congo Plans Oil Pipeline From Central Basin to Atlantic in 2015", (29/3)

³⁷ bamanisajean.unblog.fr/files/2009/02/comicocuvettecentrale.pdf

ya operando a capacidad. Transnet planea poner en servicio para finales de 2010. ABB ganó un contrato para suministrar servicios de ingeniería y equipos eléctricos a la tubería en noviembre de 2009.



La argelina **Sonatrach** planea construir un gasoducto de 585 km, GK3, de **Hassi R'mel** de la terminal de GNL en **Skikda**. La tubería de 48 pulgadas controlaría 275 km de Hassi R'mel a **Chaiba** y luego 310 kilómetros de Chaiba a Skikda. El gas de la línea sería usado en la generación de energía y en el gasoducto Galsi además de ser usado para el GNL en Skikda. Sonatrach tiene la intención de completar la tubería en 2011

La italiana **Saipem** ganó un contrato de EPC para el Lot 3 de la tubería en junio de 2009 abarcando 48 pulgadas en la sección de la línea de

Mechtatine a **Tamlouka** en el noreste de Argelia, luego conectando a Skikda y **El-Kala**, localizado en la costa noreste del país, por una longitud total de aproximadamente 350 km³⁸.

Los proyecto para transformar el sector petrolero del este africano con la construcción de una tubería desde el sur de **Sudán** a la costa de **Kenia** aumento cuando recientemente una empresa japonesa mostró su intención de unirse al proyecto. **Toyota Tsusho**, brazo comercial del fabricante de autos japonés, dijo a **Financial Times** que estaba desarrollando proyectos para construir la tubería de 1.5 mil millones de dólares que correría 1.400 km de **Juba**, la capital del sur de Sudán a la isla keniana de **Lamu**, donde será construida una terminal de exportación petrolera³⁹.

El proyecto sería el más valiente aún por una empresa japonesa en África. China también estudio la propuesta y Toyota Tsusho dijo que la cooperación con Beijing era posible.

La geopolítica de África podría ser reformada en enero, cuando el sur de Sudán, una región bajo control del **Movimiento de Liberación Popular de Sudán (SPLM)**, que celebrará un referéndum sobre la independencia. Si decide separarse, un nuevo país surgirá con aproximadamente tres cuartos de todo el petróleo en este momento poseído por Sudán. Actualmente, el petróleo es exportado vía tuberías que conducen hacia el norte de Sudán a una facility de exportación en el **Mar Rojo**. El gobierno de los semi-autónomos del sur quiere que la nueva tubería reduzca su dependencia del norte y creen una ruta de exportación vía Kenia. **Takashi Hattori**, ejecutivo



³⁸ Presse-dz.com, "Un gazoduc relie Hassi R'mel à El-Kala et Skikda", (6/8/2009)

³⁹ Financial Times, "Japan group eyes oil pipeline plan", (3/3)

de Toyota Tsusho, dijo que los proyectos de la empresa son preliminares, pero que el objetivo era construir una tubería con una capacidad de 450.000 barriles por día, y una terminal de exportación, la propiedad de ambos volvería a Kenia después de 20 años.



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