

CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN. INTERCONEXIÓN HIDROCARBURÍFERA EN ASIA
2. EL PROGRAMA DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DEL ASEAN
 - 2.1. EL GASODUCTO TRANS-ASEAN
 - 2.2. LA RED ENERGÉTICA TRANS-ASEAN
3. INDONESIA
4. TAILANDIA
5. VIETNAM
6. MALASIA
7. BIRMANIA
8. CHINA
 - 8.1. DUCTO BIRMANIA-CHINA
 - 8.2. OLEODUCTO SINO-KAZAKH
 - 8.3. LAS RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS DE LA CUENCA QIANGTANG
9. ASEAN, CHINA, JAPÓN Y COREA SOCIOS ENERGÉTICOS CERCANOS
10. INDIA
 - 10.1. EL PROYECTO IRÁN-INDIA
11. BANGLADESH
 - 11.1. LOS PLANES DE UNOCAL A TRAVÉS DE BOSQUES PRÍSTINOS
 - 11.2. ENCUENTRO TRIPARTITO: DHAKA PROPONE 597KM DE GASODUCTOS
12. PAKISTÁN Y AZERBAIJÁN EXTIENDEN SU COOPERACIÓN HACIA EL SECTOR DE ENERGÍA
13. EL PROYECTO DE GASODUCTO TURKMENISTÁN-AFGANISTÁN-PAKISTÁN
14. ASIA CENTRAL
 - 14.1. OLEODUCTO DEL MAR CASPIO
15. RUSIA
 - 15.1. PUTIN PREFIERE EL OLEODUCTO HACIA JAPÓN Y NO HACIA CHINA
16. RIVALIDAD EN EL MAR DEL ESTE DE CHINA

=====

1. INTRODUCCIÓN. INTERCONEXIÓN HIDROCARBURÍFERA EN ASIA

El Asia concentra las mayores reservas de recursos hidrocarbúferos del planeta. Sólo Arabia Saudita tiene el 25% de las reservas de petróleo a nivel mundial, seguido por Irak con el 10,7% de las reservas. Rusia posee las mayores reservas de gas natural y la región del Caspio posee las mayores reservas no exploradas probables de hidrocarburos.

Por otro lado en Asia se encuentran el segundo y tercer consumidor más grande de recursos energéticos del mundo: China y Japón respectivamente. Esto hace que la geopolítica de los hidrocarburos en Asia sea tan explosiva. En este escenario, el tema de las interconexiones

para el transporte de petróleo y gas desde y dentro de Asia es particularmente importante.

A continuación se presenta un análisis breve de la situación actual y las tendencias en algunos países y subregiones claves del Asia.

CHINA

China fue en el pasado un exportador de crudo. Hoy importa el 60% de lo que consume, con un crecimiento del 7,5% anual. Se cree que en 20 años el consumo de petróleo y gas de la China será igual al actual consumo de Estados Unidos.

Para cubrir su demanda, China importa crudo del Medio Oriente, Sudeste asiático y Rusia. El transporte de crudo se hace vía marina, a través del Estrecho de Malaca, que es uno de los pasos de buques petroleros más importante del mundo, pues trae crudo desde el Medio Oriente hacia Japón, China y otros países del Este Asiático.

Pero se quiere acabar con esta dependencia. China por ejemplo, ha iniciado toda una serie de construcciones de oleoductos desde distintos lugares del Asia y desde sus propios campos hidrocarburíferos, muchos de estos ductos constituyen obras de gran envergadura con fuertes impactos sociales y ambientales, como es el proyecto Oeste – Este, que cubre 4.000 kilómetros de gasoductos.

Por otro lado, las crecientes necesidades energéticas de China lo convierten en un nuevo enemigo de aquellos países con los que compite por recursos energéticos como es Estados Unidos.

Esto se vio reflejado por ejemplo en las reuniones del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, cuando China se opuso a que se impusieran sanciones a Irán y Sudán (medida propuesta por Estados Unidos), países de los que China importa crudo para cubrir con el 13% y 7% de sus necesidades energéticas, respectivamente. La actitud china produjo muchas críticas en los medios occidentales.

En este sentido, existe gran cantidad de literatura generada en Estados Unidos que destaca el creciente consumo de hidrocarburos en la China, y lo compara con su propio consumo. Por supuesto es estos análisis no se toma en consideración el componente demográfico. Más bien se presenta a China como el nuevo enemigo de la humanidad por su abusivo uso de recursos del Planeta.

El incremento de recursos energéticos ha cambiado también las relaciones entre China y Japón, pues ambos países quieren acceder a los recursos energéticos rusos. Rusia prefiere que el gas de la Siberia vaya a Japón. Ha habido inclusive disputas por espacios territoriales marítimos entre los países donde existen reservas petroleras.

China mantiene también disputas por la soberanía de las Islas Spratly, ricas en recursos hidrocarburíferos.

ASIA ORIENTAL

Durante la década de 1960, Japón experimentó un rápido crecimiento económico, por lo que asegurar fuentes energéticas seguras fue un motivo de mucha importancia. Sin embargo, en la década de 1970 la crisis energética obligó a este país a diversificar sus fuentes, como parte de su seguridad nacional.

Sin embargo este país es altamente dependiente del crudo del Medio Oriente. Para 1997 importaba un 77% del crudo de esa región. La estrategia de Japón para disminuir su dependencia energética es desarrollar fuentes alternativas de energía como es la generación fotovoltaica y células de hidrógeno. Adicionalmente Japón posee 53 plantas nucleares y se plantea construir nuevas plantas.

Corea depende también fuertemente de recursos energéticos externos para mantener su economía. Cada 10 años duplica su demanda energética, y un 97% de sus fuentes energéticas son importadas. Las fuentes domésticas son carbón e hidroelectricidad. 69% de su consumo energético proviene del petróleo, 7% de gas natural y 24% de carbón bituminoso.

Este país se ha propuesto diversificar tanto sus fuentes energéticas por medio de incrementar el uso de gas natural y energía nuclear, o como diversificar sus proveedores, ya que depende fuertemente del crudo del Medio Oriente. Para esto está invirtiendo, a través de sus empresas petroleras, en el descubrimiento de reservas hidrocarburíferas en el extranjero (por ejemplo en Birmania y en Latinoamérica).

Espera además importar energías renovables del mercado internacional, pues la demanda interna para este tipo de energía es tan pequeña que no se ha desarrollado domésticamente.

ARABIA SAUDITA MIRA AL ESTE

Arabia Saudita tiene interés de acceder a nuevos mercados asiáticos. Así la empresa china SINOPEC recibió un nuevo contrato para explotar gas natural en ese país, y la empresa saudita ARAMCO está discutiendo la posibilidad de construir una refinería en China, y ha concluido negociaciones con Shell para adquirir una de las empresas más grandes de refinación del mundo, la empresa Showa Shell en Japón.

Además, la saudita Aramco ha llegado a un acuerdo con Sumitomo Corp. del Japón para la realización de un estudio de factibilidad para establecer una nueva refinería en la costa occidental de Arabia Saudita. Además ARAMCO tiene importantes intereses en Petron Corp. en las Filipinas y en la empresa surcoreana SK-Oil Corp.

EL CASPIO

Otro elemento importante en la geopolítica petrolera asiática, es el papel que tradicionalmente ha jugado Rusia entre los estados del Centro de Asia y Europa Oriental. Todos los hidrocarburos que se transportaban en la región de las repúblicas que formaron parte de la ex Unión Soviética pasaban por Rusia. La región de Chechenia es un paso importante de oleoductos, y de gran importancia geopolítica. A eso obedece la resistencia rusa de reconocerle como una república independiente.

En un afán por acabar con esta dependencia, Estados Unidos y Europa se propusieron sacar el crudo del Caspio por otras rutas. Además hoy la producción de los nuevos campos del Caspio ha incrementado más allá de la capacidad rusa de transportarla.

Por décadas, Estados Unidos ha apoyado a Turquía y Azerbaijón para desviar las exportaciones procedentes del Caspio, de Rusia.

Ninguno de los países petroleros del Caspio tiene fronteras marítimas; por lo que es indispensable la construcción de oleoductos y gasoductos y estos tienen que cruzar por alguna de las zonas conflictivas de la región (grupos separatistas caucásicos, la guerrilla afgana e iraquí, Irán, los conflictos armados en Georgia, etc.).

Por ejemplo, un oleoducto por el Cáucaso tiene que enfrentar varios movimientos separatistas que están pidiendo ser consideradas como nuevas repúblicas. Este es el caso del Alto Karabaj, Abjazia, Chechenia, Osetia del Sur y Abjazia. El paso del oleoducto va a exacerbar estos problemas. Este oleoducto atraviesa también la región de conflictos kurdos en Turquía.

Otro posible oleoducto tendría que atravesar Afganistán, lo que explicaría en parte la intervención militar estadounidense a ese país, pues el Gobierno Talibán no era afín a los intereses de Estados Unidos. Otra salida podría ser por Irán, lo que significa también un problema para Estados Unidos.

A pesar de ello, un consorcio de 11 empresas europeas y estadounidenses y lideradas por BP de Inglaterra están construyendo el oleoducto Bakú - Tbilisi – Ceyhan (que atraviesa Azerbaijón, Georgia y Turquía).

También están avanzadas las negociaciones para la construcción de otro oleoducto que sale de Turkmenistán hacia Pakistán, atravesando Afganistán.

La importancia de la zona del Caspio se refleja en la presencia militar de Estados Unidos en los países del Caspio. En 1997, EE.UU. envió 500 militares a Kazajstán (donde se encuentran las mayores reservas del Caspio) para entrenar a soldados de ese y otros países del Caspio. El siguiente año hizo lo mismo en Uzbekistán. Así mismo, 150 fuerzas especiales y 10 helicópteros de combate fueron enviados a Georgia en el 2002, para involucrar a ese país en el conflicto con Al Qaeda y los rebeldes chechenos, pero todos sabían que lo que hacían esas tropas en Georgia era resguardar sitios estratégicos para los intereses de Estados Unidos, especialmente los oleoductos. La presencia militar de Estados Unidos en la región se consolidó con las invasiones a Afganistán e Irak, lo que facilita su control de los ricos recursos petroleros en el área y sus ductos.

Adicionalmente, China ha iniciado también negociaciones con Kazajstán para la construcción de un nuevo oleoducto que llevará crudo a la China, lo que ha disgustado tanto a Estados Unidos y Europa como a Rusia.

Esto acaba con la supremacía rusa en el Caspio, y exacerba los conflictos en la región.

ASEAN

Otro aspecto importante es la interconexión eléctrica y de gasoductos acordada por los países miembros del ASEAN (Brunei, Birmania, Camboya, Indonesia, Las Filipinas, Laos, Malasia, Singapur, Tailandia, Vietnam,)

Durante la mayor parte de la década de 1990, varios países del ASEAN experimentaron un crecimiento astronómico de sus demandas de energía. El crecimiento fue de 5,5% anual entre 1990 y 1996. Luego se produjo una reducción debido a la crisis asiática. Con la recuperación de la economía, se experimentó una nueva alza. Se prevé que este crecimiento seguirá en aumento en los próximos 20 años.

Este crecimiento en el consumo energético obedece a un acelerado proceso de industrialización para producir bienes de exportación, pues en esta región se han instalado una serie de fábricas y factorías provenientes de empresas estadounidenses, japonesas y europeas, que desean transferir los riesgos al sudeste asiático. Otro elemento ha sido la rápida urbanización y los cambios en los patrones de transporte.

Sin embargo, las demandas de la región no obedecen necesariamente a un incremento en las reservas de hidrocarburos, por lo que ha surgido un fuerte cuestionamiento a la problemática de la seguridad energética, pues estos países se están haciendo cada vez más dependientes de fuentes externas de energía.

Otro problema en la región es que existe un fuerte tráfico marítimo de crudo a través del Estrecho de Malaca, transportando crudo desde el Medio Oriente hacia Asia del este. En esta región se registra además la mitad de la piratería a nivel mundial, lo que ha hecho que muchos países quieran dejar de depender de este paso en el transporte de energía. Este estrecho sufre además un fuerte impacto ambiental debido a la contaminación que se produce de los buques petroleros.

Una respuesta a este problema ha sido establecer un acuerdo de cooperación energética. Este es un programa para compartir reservas petroleras entre los países miembros. Los miembros acordaron compartir petróleo en tiempos de emergencia o cuando hay excedentes. En el caso de escasez de uno de los miembros, los países que son exportadores de crudo (Brunei, Indonesia y Malasia) se comprometen a proveerle crudo. Si se generan excedentes en el mercado internacional, los países importadores se comprometen a comprar a los miembros exportadores del ASEAN.

El Acuerdo sobre Cooperación Energética, es un marco general sobre política energética en la región. Los puntos principales de este acuerdo incluyen la cooperación en planificación de políticas energéticas, desarrollo de fuentes energéticas, conservación energética, investigación y capacitación. Desde su ratificación en 1986, este acuerdo ha sido modificado para incluir temas tales como las asociaciones público – privadas, es decir la intervención de la empresa privada y las ONGs en el cumplimiento de los objetivos del acuerdo, la desregulación del sector energético y la privatización del servicio.

En 1999 los Ministros de Energía del ASEAN se reunieron para trabajar en un plan de acción (Plan de acción de Hanoi), que en términos gruesos incluye

1. la seguridad energética y la sustentabilidad de los proveedores de energía, el uso eficiente de recursos naturales energéticos en la región, el manejo racional de la demanda.
2. la creación de una red de distribución de gas y energía en la región, a través de un mega proyecto llamado Gasoducto Trans-ASEAN y una red de interconexión eléctrica en la región.

La idea de la interconexión a través de gasoductos y tendidos eléctricos en el sudeste asiático, es unir y compartir energía entre los países del ASEAN, especialmente desde aquellos con importantes reservas de gas, hacia aquellos con un alto grado de industrialización y alta demanda energética y disminuir la dependencia a las importaciones de gas desde otras regiones. El gasoducto Trans-ASEAN tendrá una longitud planificada de más de 9 mil Km. en todos sus tramos.

Uno de los primeros gasoductos construidos va desde los campos de gas de Natuna Occidental en Indonesia hacia Singapur. Este es un gasoducto de 640 Km. Otro gasoducto lleva el gas de los campos de Sumatra hacia Singapur. Singapur es un país con altas demandas energéticas, pues este país tiene la mayor capacidad de refinación de hidrocarburos por unidad de área en el mundo.

Varios otros gasoductos han sido planificados, están en vías de construcción o ya han sido terminados.

Se cree que el Gasoducto Trans-ASEAN es el inicio de la más grande red de ductos regionales hasta ahora construidos, que transportaría gas desde Indonesia a la China.

Es un objetivo primordial de estos proyectos incluir a la empresa privada en el financiamiento y control, de estos importantes recursos estratégicos. Más adelante se presenta con mayor detalle algunos de estos proyectos de interconexión asiática.

2. EL PROGRAMA DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA ASEAN

El Plan de Acción de Hanoi adoptado en la 6ta Cumbre del ASEAN (Asociación de Naciones del Sudeste Asiático) de diciembre del 98, estipula la necesidad de instituir hacia el año 2004 un marco político y la implementación de nuevas modalidades, para la realización de la Red Energética Trans Asean y los proyectos de gasoductos Trans Asean.

El programa de cooperación comprende lo siguiente:

- La red de energía ASEAN
- El gasoducto Trans-ASEAN
- Proyectos de Carbón
- Eficiencia energética y conservación
- Energía renovable y,
- Perspectivas regionales de energía y análisis ambiental

2.1. EL GASODUCTO TRANS-ASEAN

La región del ASEAN posee más reservas de gas que de petróleo. Es una región importadora neta de crudo y exportadora neta de gas. La población de esta región es de 500 millones de personas y está en franco crecimiento. Es una región de rápido desarrollo y necesita un abastecimiento seguro de energía. La demanda total de energía es la siguiente:

2000 = 135mtoe

2010 = 233mtoe

2020 = 450mtoe

Los objetivos del gasoducto Trans- ASEAN Gas Pipeline (TAGP) son:

- Proveer un abastecimiento seguro de energía, esencial para el desarrollo industrial. El abastecimiento seguro debe ser garantizado por las instalaciones existentes de LNG en Brunei, Bontang Arun y Bintulu.
- Reducir los impactos ambientales comparados con otras fuentes de energía.

2.2. LA RED DE GAS TRANS- ASEAN

Consiste en un sistema actualmente en operación y un acuerdo de implementar lo siguiente:

- * Utilización del Sistema de Gas Peninsular (a lo largo de la Península malaya, de Tailandia a Singapur)
- * Oleoducto Malasia - Singapur
- * Birmania (Yadana) a Tailandia
- * Birmania (Yatagun) a Tailandia
- * MTJA a Malasia y Tailandia
- * Área Conjunta Malasia- Vietnam a Vietnam y Malasia
- * Natuna Occidental (Indonesia) a Singapur
- * Sumatra del Sur a Singapur
- * Sumatra del Sur a Java
- * Malam Paya a Manila (Malam Paya puede ser posteriormente conectado con los campos de Malasia en Sabah)

Otras conexiones pueden ser hechas a medida que la demanda de gas a aumenta.

- * Irian Jaya y Kalimantan para la demanda centrada en Indonesia
- * Malasia (Sabah) a Filipinas
- * Birmania a Malasia
- * Natuna Occidental a Malasia, y
- * Natuna Central a la Red Trans- ASEAN

Enlaces existentes: El primer oleoducto transfronterizo en la región ASEAN lleva 150 millones de pies cúbicos estándares al día (scf/d) desde Malasia a Singapur. El oleoducto Yadana (Birmania)-Ratchaburi (Tailandia), terminado en 1999, y el oleoducto Yetagun (Birmania -Ratchaburi) terminado en septiembre del 2000 seguido del oleoducto Malasia-Singapur.

Indonesia llegó a tres acuerdos en el año 2001 para bombear gas natural a través de las siguientes fronteras:

Natuna Occidental a Singapur SembCorp Gas Pte Ltd.; los acuerdos para la venta de gas desde los campos del sur de Sumatra para Singapur Pte Ltd.; y el acuerdo de contrato la entrega de gas desde Natuna Occidental a las instalaciones offshore de Petronas en Duyong. En el horizonte hay proyectos de entrega de gas a Malasia y a Tailandia desde el Área de Desarrollo Conjunto (JDA) Malasia-Tailandia.

El oleoducto es propiedad y es operado por empresas privadas. A su vez los inversores pueden ser locales o extranjeros. Los gobiernos de los países participantes pueden ayudar facilitando las inversiones probadas según el siguiente esquema:

- * Promoción y desarrollo de nuevos mercados
- * Regulaciones con relación a la propiedad y adquisición del derecho de vía
- * Regulaciones con respecto al tránsito del gas (e.g. cuotas de tránsito, pasivos, etc.)
- * El establecimiento de puntos de interconexión particularmente para los terminales LNG
- * Estándares (técnicos y HSE)
- * Acceso y competencia
- * Transmisión de regulaciones tarifarias
- * Precio del cruce transfronterizo (e.g. moneda, tipo de cambio, etc.)
- * Aplicación de leyes para el establecimiento de disputas o arbitrajes
- * Garantías soberanas (e.g. frente a la apropiación).

Los países deben acordar algunos requerimientos para la implementación del TAGP ya que implica grandes impactos sobre la población y las soberanías nacionales.

Las conexiones transfronterizas requieren la armonización de los marcos legales y regulatorios así como el establecimiento de cronogramas para los precios, los estándares técnicos comunes para el diseño y construcción, operación y mantenimiento, seguridad, etc.

La distribución del gas ha estado en manos de los Estados, con una pequeña participación privada. Indonesia espera abrir todo el sector downstream al sector privado con el paso de la nueva ley de hidrocarburos al parlamento. Se espera que otros países sigan el ejemplo de Indonesia.

Algunos gobiernos deben también avanzar hacia precios establecidos por el mercado para el gas natural, así como para sus derivados, y se presiona para que no reciban ningún subsidio.

La propuesta del TAGP en los planes maestros busca ser el principal medio de abastecimiento de la región. A pesar de sus significantes reservas de gas, un análisis del ASEAN nos permite concluir que Malasia será un importador neto de gas si es que no efectúa ningún descubrimiento comercial en los próximos años. La demanda regional se incrementará debido al crecimiento del consumo en Malasia y Tailandia (con un 60% de gas como fuente de energía), tanto doméstico, industrial o petroquímico.

El ASEAN registra las siguientes condiciones en sus reservas:

RESERVAS DE GAS NATURAL EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ASEAN
(Millones de millones de pies cúbicos – TSCF)

PAÍS	Probadas	Posibles	Probables	Total
Brunei	8	4	0	12
Indonesia	90	42	34	166
Malasia	58	28	0	86
Filipinas	3	1	1	5
Singapur	0	0	0	0
Tailandia	12	9	11	32
Vietnam	5	11	9	25
ASEAN	175	94	55	325

Fuente: Trans-ASEAN Gas Pipeline – Just a Pipe Dream?
Embajada de los Estados Unidos en Yakarta

=====

3. INDONESIA

En Indonesia el programa se llama "Indonesia Gas Master Plan" (IGMP). El Plan Maestro del gas de Indonesia (PMGI o IGMP por su denominación en inglés) no será muy diferente al designado por PGN para la red gasífera del país, el Sistema Integrado de Transmisión y Distribución de Gas de Indonesia (SITDGI o IIGTDS, por su nombre en inglés).

La cuestión es ubicar el gas en el mercado energético para competir con el petróleo que ha dominado largamente el mercado doméstico.

La Red Trans Asean espera completar su abastecimiento desde países que tienen reservas enormes de gas, como Indonesia. Las fuentes de gas vienes del yacimiento gigante D-Alpha en Natuna del Este. Su localización es apetecible para las necesidades de Asean, pero queda el problema del alto contenido de prodióxido de carbono, de más de 72% de CO2.

Se esperan avances tecnológicos para superar los problemas económicos que acarrea la extracción de este gas. La matriz energética de Indonesia, enfrenta un déficit en términos de abastecimiento de petróleo y el consumo del mercado nacional.

En el 2003, con la extracción diaria de 1,24 millones barriles, el gobierno ha titulado solo cerca de 700.000 barriles por día, luego de los costos de recuperación y la participación de beneficios, mientras que el consumo doméstico alcanza 800.000 Boe al día. Este déficit, en términos físicos, multiplicado por el alto costo del crudo y el debilitamiento de la rupia con respecto al dólar y las consideraciones políticas, la situación no es muy cómoda para el actual programa de gobierno en cuanto al presupuesto nacional. El excedente actual se sitúa en la balanza como parte de las exportaciones.

El gobierno considera que la clave para el mercado doméstico es la disponibilidad de una infraestructura adecuada. La utilización del gas necesita una infraestructura que una las fuentes de gas con los consumidores. Actualmente, los gasoductos son limitados y los terminales que capten el gas no existen. Mientras la economía el país exporta gas y muchas de las fuentes estén inutilizadas, los consumidores de Java levantan su voz debido a la escasez de gas. PT PGN (Persero) es un de los líderes operadores del gasoducto y está trabajando para establecer un mercado doméstico a través del establecimiento de redes de gasoductos para proveer a los sectores económicos un sustituto al petróleo.

Las cifras oficiales en Indonesia muestran las reservas de gas en alrededor de 225 Tcf, de las cuales 92 Tcf provienen de reservas probadas y 134 Tcf de reservas potenciales. El gas comprometido asciende a 53 Tcf. Las reservas están por todo el país, con sus mayores yacimientos en Aceh, Sumatra del Sur, Java del este y oeste, y al Este de Kalimantan. Dos otros campos gasíferos que están en Sulawesi del este y Tangguh (Papua) esperan por nuevos consumidores, mientras que el gigante de Natuna del Este, que contiene 84 Tcf (reservas probadas y potenciales) está aún por desarrollarse.

El Artículo 8 de la Ley no. 22/2001 establece que el gobierno debe priorizar el gas para uso doméstico. Indonesia, ha desarrollado un plan maestro, una "gran estrategia" para la transmisión de gas que se conoce como el Sistema Integrado de Transmisión y Distribución de Gas de Indonesia (SITDGI o IIGTDS, por su nombre en inglés). El sistema enlaza las fuentes de gas y los mercados a través de un sistema interconectado que servirá para permitir el acceso al las fuentes de gas, tanto a los productores como a los consumidores. Indonesia ha construido una línea principal de transmisión en Sumatra central, trayendo gas desde el sur de Sumatra hasta el consumidor principal que es el Proyecto Caltex Steam Flood, en Duri, Riau en 1998, y hasta las plantas generadoras de energía en Singapur en el 2003".

El centro del mercado de gas está en Java, sin embargo, el sistema concentra su mayor esfuerzo para unir los recursos gasíferos de java hacia afuera. Sumatra del Sur hasta el gasoducto de java occidental está en construcción y será operacional hacia mediados del 2006. PGN está también considerando seriamente traer gas del este de Kalimantan a Java del Este. La meta que se persigue es que Indonesia pueda ganar nuevamente su posición de exportadora neta de crudo. Aun cuando las reservas de gas de Tangguh Paua y el este de Sulawesi han sido consideradas alternativas para llevarlas a java, pero los ductos la posibilidad de unirlos por un gasoducto es aún remota. El envío como LNG o CNG está en estudio, así como la construcción de terminales d captación.

El envío del gas de Sumatra del Sur a Singapur a través del gasoducto de PGN es la primera venta interestatal para Indonesia. Y es otra contribución hacia el establecimiento de la Red

Asean. Sin embargo, en el futuro, el gas desde Natura del Este será la principal fuente para cubrir la demanda de la red gasífera Asean.

La propuesta de gasoductos Trans Asean muestra que se ha asumido que las fuentes de gas principales serán de Indonesia, de los campos de Sumatra, Kalimantan del Este, Natura occidental y oriental. Considerando la lejana ubicación de Java, el principal mercado de Indonesia, a pesar de que el proyecto no afectará el plan GOI de desarrollo del mercado interno de Indonesia.

El gas de Kalimantan del este, Tangguh en Papua y Sulawesi oriental podría asegurar de manera suficiente par alcanzar los requerimientos del SITDGI.

Hay un envío de gas en marcha desde el sur de Sumatra hasta Singapur, de acuerdo al contrato de compra venta por 20 años. Con una salida diaria de 350 MMscfd a 500 MMscfd, las reservas disponibles de Java Occidental decrecerán en 2,5 Tcf en ese periodo.

Sin embargo, se considera a esta como una fase de transición durante el desarrollo del mercado doméstico de gas en la región, mientras la planta de gas de Natura occidental se desarrolla. Adicionalmente, el gasoducto hacia Singapur pasa por la isla Batam. Una red de distribución de gas se ha establecido a lo largo del proyecto Sumatra del Sur - Singapur.

Cada país del ASEAN tiene su propio plan maestro para el sistema de transporte de gas. Para Indonesia, algunos proyectos de transmisión serán implementados como parte del plan.

El plan de transmisión de Kalimantan del este a Java, y de Duri al norte de Sumatra será parte del pan de la médula del TAGP, para unir a Malasia y Tailandia (eje occidental) y Malasia, Brunei y Filipinas (eje oriental).

Algunos estudios se están llevando a cabo sobre la factibilidad de ducto de Kalimantan del este hasta Manila (de 2.200 Km.), de Pemping a Johor Baru (65 Km.) y Duri a Malasia (225 Km.). Ductos para LNG y sus terminales se han propuesto para java del Este y del Oeste.

Luego de 30-40 años, cuando el abastecimiento eventualmente decline en la región, otro tipo de tecnología para le trasporte deberá ser considerada, para llevar gas desde el oriente medio de Australia, como un terminal LNG para alimentar el TAGP y los planes de Gas a Líquidos (GTL) en Asean.

Las enormes reservas del Este de Kalimantan pueden ser usadas para alimentar el proyecto de gasoducto trans Asean sin afectar el desarrollo Plan maestro de gas de Indonesia para desarrollar el mercado doméstico de Indonesia.”

=====

4. TAILANDIA

El gobierno de Tailandia se encuentra discutiendo una propuesta para convertir al país en un centro regional de refinación y transporte de petróleo. Una de las posibilidades incluye la creación de una zona de depósito que atraiga a las refinerías exportadoras cuya ubicación

geográfica es más cercana a Tailandia que a la costa oriental de China, lugar donde se encuentra ubicada la mayor parte de la capacidad de refinamiento del territorio continental.

Otra propuesta involucraría la construcción de un oleoducto, que partirá del Mar de Andamán, atravesando el istmo de Kra para llegar al golfo de Tailandia, con complejos petroleros en ambos lados, lo cual permitiría embarques de petróleo desde el Medio Oriente hacia Asia Oriental evitando el abarrotado Estrecho de Malaca.

Tailandia se encuentra actualmente expandiendo la oferta de gas producido localmente, incluyendo el desarrollo de las reservas que mantienen conjuntamente con Malasia al sur del Golfo de Tailandia. Igualmente, las importaciones de gas del país limítrofe de Birmania crecerán una vez que se implementen las propuestas para aumentar la capacidad de transmisión del gasoducto de PTT desde la frontera con Birmania hacia la región central de Tailandia.

En el año 2002, las adquisiciones de gas natural de la empresa PTT aumentaron en 8,7% hasta 2.494 millones de pies cúbicos diarios, de 2.294 millones de pies cúbicos diarios en el año anterior. El 58% de este aumento está atribuido a la importación de gas desde Birmania durante el 2002. Las adquisiciones de gas de PTT durante el 2002, junto con sus 618 millones de pies cúbicos diarios de gas, representan casi el 25% de las reservas de gas de Tailandia. El yacimiento de Yadana, ubicado en aguas territoriales de Birmania, suministró 418 millones de pies cúbicos diarios en el 2002, mientras que el bloque Yetagun, también mar afuera, suministró casi 200 millones de pies cúbicos diarios. Unocal es la principal empresa productora de gas en Tailandia, y suministra 830 millones de pies cúbicos de gas procedentes de diversos yacimientos de gas ubicados en las costas del Golfo de Tailandia, representando el 33,3% del suministro de gas del año 2002.

También existen otros importantes campos de gas, operados por diversas empresas, y entre ellos se puede mencionar el bloque Bongkot, ubicado al sur de Tailandia, que proveyó a PTT 530 millones de pies cúbicos diarios durante el 2002, lo cual representó el 21,1% del suministro total de gas, mientras que el bloque Pailin aportó 235 millones de pies cúbicos diarios, equivalente al 9,4% de las reservas de gas.

Aparte de aportar casi el 80% de sus reservas de gas a empresas energéticas para la generación de electricidad, en el futuro, el negocio de oferta de gas de PTT podría estar ligado a diversas propuestas, aún en consideración por el gobierno, para reestructurar el sector eléctrico luego de la inminente privatización de la Autoridad Generadora de Electricidad de Tailandia (EGAT). El gobierno ha nombrado un número de consultores para que estudien los planes de privatización de EGAT, incluyendo el tema del acceso de terceros (TPA) a la red de transmisión eléctrica.

Fuente: Petroleum Review. Enero 2004. Vol. 58, No. 684.

5. VIETNAM: EN PROCESO DE CONSTRUIR SU MAYOR COMPLEJO PORTUARIO PARA EL 2010 (15-10-04)

El gobierno vietnamita ha aprobado un importante plan para desarrollar en la Bahía de Van Phong, ubicada en la región central del país, para el año 2010, lo que sería el mayor complejo portuario del país, indicó un funcionario público. La Bahía de Van Phong está ubicada en la provincia de Khanh Hoa, 500 Km. al norte de la Ciudad Ho Chi Minh. Pham Van Chi, ejecutivo que trabaja para la provincia de Khanh Hoa y presidente de la empresa Phong Bay Development Joint Stock Co., señaló que el gobierno ofrecerá condiciones “muy favorables” a aquellos inversionistas que elijan invertir en la zona de la Bahía de Van Phong.

“Esta es una de las zonas costeras más hermosas del país, ideal para convertirse en un paraíso turístico, así como un centro industrial”, dijo Chi. También indicó que la inversión total para toda el área está estimada en US\$ 3.500 millones para el año 2010, y US\$ 10.000 millones para el año 2020. El gobierno está próximo a invertir US\$ 100 millones en mejoras de carreteras y puertos de la zona.

Pham Van Chi señaló, igualmente, que el gobierno se responsabilizará, en los próximos tres años, del desarrollo de toda la infraestructura necesaria en el área. A partir de entonces, se invitará a inversionistas nacionales y extranjeros a construir los complejos turísticos e industriales. La inversión extranjera recibirá incentivos tales como terrenos libres de alquiler durante los primeros 10 años, tasas tributarias bajas para zonas dedicadas a la fabricación de exportaciones, y servicios de apoyo de las autoridades locales. Chi dijo: “tenemos planeado convertir la Bahía de Van Phong en un centro internacional de trasbordo ideal para buques-tanques, pues [la Bahía] se encuentra muy cercana a la zona petrolera de la Cuenca de Phu Khanh”.

También agregó que la empresa estatal petrolera Vietnam Oil & Gas Corp., o PetroVietnam, ha comenzado a ofrecer a las firmas extranjeras oportunidades para invertir en exploración y producción en los bloques de petróleo y gas que se encuentran cerca de la Bahía de Van Phong, transformando a la Bahía en un lugar muy atractivo para inversionistas.

La Bahía tiene una profundidad de más de 25 metros y abarca unas 50.000 hectáreas, y está sólo a 10 Km. de las principales rutas marítimas del Mar de China Meridional, habiendo sido utilizada como puerto intermedio para buques-tanques.

Actualmente, el mayor comercializador de petróleo de Vietnam – Petroleum Import-Export Corp. o Petrolimex – está construyendo un almacén de combustible con una capacidad de 100.000 toneladas. En el año 2002, el gobierno aprobó un plan para construir diversos puertos nuevos, con un presupuesto total de US\$ 2.000 millones, y tiene vigencia hasta el año 2010.

=====

6. MALASIA

La empresa petrolera estatal de Malasia (Petronas) establecerá un Centro de Gas para promover el desarrollo y uso de la industria del gas en la región ASEAN (Asociación de Naciones del Sudeste Asiático).

El Ministro de Energía, Comunicaciones y Multimedia, Leo Moggie, durante el discurso inaugural de la Conferencia y Exposición Internacional de Distribución y Uso del Gas del

2004, indicó que el Centro, que funcionará dentro de la red de Petronas, era vital para la realización de la Red Energética Trans-ASEAN. La red de gas es un sistema de gasoductos regionales integrados donde Malasia actuaría como centro de la red de gas planificada.

Moggie señaló que, a la fecha, la región ASEAN contaba con aproximadamente 5.000 Km. de gasoductos en el mar y 2.300 Km. en tierra, y que estos se encontraban operativos o en proceso de construcción.

Estas redes de gasoductos evolucionarían para convertirse en un sistema regional integrado de gasoductos llamado Gasoducto Trans-ASEAN.

“Hemos sido favorecidos con recursos energéticos convencionales, como son el petróleo y el gas, así como recursos renovables, como son la hidrología y la biomasa. El sector de gas continuará avanzando para ofrecer importantes prospectos de crecimiento tanto a potenciales inversionistas como a usuarios, creando valiosas cadenas en el negocio del gas”, indicó el Ministro en una entrevista a los medios de Malasia.

También señaló que en años recientes se ha observado un tremendo crecimiento en el uso del gas natural como combustible para la generación de energía a gran escala, donde el enfoque estándar para la nueva planta sería la planta de turbina de gas de ciclos combinadas de alta efectividad.

Fuente: Business Times, 25-09-04.

=====

7. BIRMANIA

Intereses gubernamentales y privados de India, Birmania y Corea del Sur están expectantes ante el gigantesco descubrimiento de gas en el Mar de Arakán. En noviembre del 2003, un consorcio de empresas surcoreanas e indias, que incluyen a Daewoo Internacional Corp., Korea Gas Corp., y las compañías indias del sector público, Oil and Natural Gas Commission (ONGC) Videsh Ltd., y Gas Authority of India Ltd. (GAIL) iniciaron exploraciones en las aguas de la costa de Arakán, al noroeste de Birmania.

Llamado el Prospecto Shwe (shwe significa “oro” en Birmano), el taladro exploratorio logró penetrar satisfactoriamente las arenas gruesas y produjo gas a un ritmo de 32 millones de pies cúbicos diarios mediante la prueba del vástago del taladro (drill stem).

Durante una conferencia de prensa ofrecida el jueves en Seúl, Daewoo Internacional predijo que obtendría una ganancia de por lo menos 100 billones (US\$ 86.2 millones) en utilidades netas anuales por 20 años a partir del 2010 por la producción de gas natural en la zona. El prospecto entrará en producción en el 2009.

La Junta birmana obtendrá del proyecto por lo menos US\$ 800 millones anuales, monto que podría llegar hasta US\$ 3 billones por año.

Para poder transportar este gas, será necesario construir un gasoducto que atraviese Bangladesh para llegar a la India. El gas natural de los depósitos de Birmania así como de aquellos ubicados en el estado indio de Tripura será transferido a la zona de Bengala Occidental a través de Bangladesh mediante un nuevo gasoducto. La red conectará los yacimientos de gas de Birmania y Tripura. Una sección grande del gasoducto atravesará Bangladesh, y a cambio Bangladesh recibirá regalías y costos de mantenimiento. Los estudios técnicos para la instalación de las líneas de gas desde Birmania y Tailandia hacia la India fueron muy bien recibidos por el gobierno de Nueva Delhi luego de la firma del acuerdo de libre comercio BIMST-EC entre seis países de la región, que excluye a Bangladesh.

Sin embargo, Dacca ha rechazado la propuesta debido a ciertas inconsistencias. El proyecto del gasoducto Birmania-Bangladesh-India se tornó controvertido cuando expertos de Bangladesh así como compañías afines al tema cuestionaron la factibilidad económica y técnica de la red de gas inter-países.

Se ha observado que cada vez que se trata el tema de la exportación de nuestro gas, siempre se considera que la exportación debe hacerse a través de un gasoducto.

Tomando en cuenta el escenario geopolítico de la región nororiental de la India, la gente ha mostrado serias inquietudes y temor sobre el gasoducto. Los ciudadanos comunes y corrientes tienen el derecho de conocer si existe alguna otra alternativa al gasoducto, y cuál sería su costo. Esta importante revelación ayudaría a disipar las dudas, inquietudes, malos entendidos y confusiones. Recientemente, "The Independent" publicó un informe detallado sobre la propuesta para el gasoducto Birmania-Bangladesh-India, que implica un proyecto de US\$ 1 billón de dólares. Es interesante notar que la propuesta coincide con la posibilidad de exportar el gas de Bangladesh a la India a través de un gasoducto diferente. La creciente demanda del mercado energético de la India un par de años atrás obligó al gobierno de Nueva Delhi a buscar fuentes alternativas más baratas en países como Bangladesh y Birmania.

Coincidentemente, también jugó a favor de la India el hecho que Unocal, el principal transportador de las exportaciones de gas de Bangladesh, que mantenía su mayor interés en cantidades exportables de gas en Bangladesh y que se asoció con la empresa estatal de Birmania, estuvo sujeta a presiones por parte de la administración del Presidente Clinton y tuvo que retirar su inversión mediante la venta de sus acciones a Myamnar Oil and Gas Company - MOGC (Empresa Petrolera y de Gas de Birmania), aunque la IOC todavía mantiene buenas relaciones con la autoridad Birmana.

Ante una creciente presión doméstica, el entonces Presidente de los Estados Unidos, Bill Clinton, se vio forzado a aplicar una prohibición presidencial a cualquier inversión norteamericana en Birmania debido a los abusos de los derechos humanos atribuidos al régimen militar en el poder. Unocal, quien entonces operaba el yacimiento de gas natural de Yadana, en las costas de Birmania, y tenía más de 5 toneladas de pies cúbicos de gas de clase mundial listas para exportar. La empresa también estaba enfrentando un par de demandas judiciales en los Estados Unidos por supuestas violaciones de los derechos humanos durante la construcción de un gasoducto de US\$ 1.500 millones que llegaría hasta Tailandia.

Incidentalmente, la propuesta presentada por Unocal Bangladesh a Petrobangla para la exportación de gas también apunta al mismo mercado; en otras palabras, el norte de la India.

Antes de discutir el gasoducto Birmania-India, no estaría de más explicar brevemente la propuesta de Unocal al gobierno de Bangladesh.

El proyecto titulado “Proyecto de un Gasoducto para el Gas Natural de Bangladesh” (Bangladesh Natural Gas Pipeline Project - BNPG) planea exportar 500 millones de metros cúbicos diarios de gas durante 20 años. Los expertos de Bangladesh todavía no han especificado las reservas exactas que tiene el país. Un estimado conservador es 12-15 toneladas de pies cúbicos de reservas probadas en 4 grandes bloques que han sido considerados económicamente factibles. Mientras tanto, Unocal había obtenido “Cartas de Intención” (CdI) de potenciales compradores de la India. El informe insistía que el gobierno de Bangladesh debía tomar una decisión rápida para aprovechar la “ventana de oportunidad” que se había abierto en el mercado de la India. Muchos analistas sintieron que la IOC estaba presionando al gobierno de Bangladesh. ¿Acaso esta última movida lograría crear más presión sobre los activistas pro-exportación dentro del gobierno? Todavía no se ven los resultados.

Sin embargo, tal como hemos reportado anteriormente, Nueva Delhi ha dado por concluido el acuerdo de importación de gas con Birmania para cubrir la demanda del mercado del norte de la India, y la ruta más corta posible para cubrir este mercado sería a través de Bangladesh, interconectándose al propuesto gasoducto de Habiganj-India. Unocal, que tenía un interés de 31 por ciento en el acuerdo de riesgo compartido con Total de Francia, que tenía 28 por ciento de las acciones, ya completaron el gasoducto del bloque Yadana en Birmania, 70 kilómetros de la costa del Mar de Andamán. El proyecto tenía como objetivo trasladar gas natural de Tailandia hacia una planta de energía con una capacidad de 2.800 megavatios operada por la Autoridad de Generación de Electricidad de Tailandia, en la zona de Ratchabury. El resto de las acciones eran de propiedad de Birmania Oil and Gas Enterprise (MOGE).

Total (empresa petrolera francesa) se vio forzada a retirarse, vendiendo sus acciones a Unocal, y en 1998 Unocal retiró su compromiso luego del embargo norteamericano, y vendió toda su participación a MOGE. El proyecto fue completado con un costo aproximado de US\$ 1.200 millones. Junto con otros yacimientos, Yadana tiene un superávit de gas que puede ser vendido a la India, pero se necesita una ruta más segura, corta y de garantía hacia la tierra continental de la India. Por ello, Nueva Delhi está financiando la propuesta de exportación más segura que sería utilizar Bangladesh como el más probable corredor para el gasoducto India-Birmania pues los estados indios del noreste se encuentran en un constante estado de insurgencia.

Unocal Bangladesh presionó para que se aceptara su recomendación de vender el gas a través de un gasoducto que finalmente facilitaría la conexión con el gasoducto Indo-Birmano cuando y como fuera necesario. En el evento que surgiera el importantísimo tema de seguridad del gasoducto, la porción de Bangladesh deberá ser revisada más detalladamente, sin perjuicio de las consecuencias estratégicas que podrían estar asociadas con ella. Uno debe considerar todos los aspectos, especialmente en una región donde es muy difícil desarraigar la desconfianza.

Mientras tanto, de acuerdo a un informe de la agencia, un consorcio internacional ha propuesto, para la construcción del gasoducto de gas natural Birmania-Bangladesh-India, establecer un gasoducto a través de Bangladesh, conectando a Birmania con los estados indios de Tripura y Bengala Occidental. Fuentes indicaron que el Ministro de Energía de la India

había presentado la propuesta del “Gasoducto Trans-Birmania-Bangladesh” al Primer Ministro de Bangladesh para obtener su aprobación inicial.

Fuentes: Daily Times, Enero 6, 2005

=====

8. CHINA

China se encuentra construyendo varios oleoductos y gasoductos para alimentar la creciente demanda de energía de su país. Algunos de estos ductos incluyen el Proyecto Oeste-Este, el mayor proyecto chino abierto a cooperación extranjera. La inversión inicial de la línea principal llega a 160.000 millones de Yuan (US\$ 1 = CNY 8.28) y el gasoducto serpentea desde Lunnan, en Xinjiang, hasta la ciudad de Baihe, en Shangai. El gasoducto tiene una extensión total de 4.000 Km. y una capacidad anual de transporte de gas de 12 billones de metros cúbicos. A la fecha, la construcción del segmento oriental del gasoducto (desde Jiangbian, en Shaanxi, hasta Shangai) está básicamente finalizada, echando una sólida fundación para PetroChina.

El gasoducto atraviesa el Río Yangtze en Nanking, y el Río Amarillo en Zhengzhou. A la fecha, el gasoducto ha suministrado más de 70 millones de metros cúbicos a estas zonas, según cifras de PetroChina, empresa encargada de administrar el proyecto del gasoducto.

Esta infraestructura está diseñada para transportar 12.000 millones de metros cúbicos de gas natural anualmente desde la Cuenca de Tarim, en la Región Autónoma de Xinjiang Uygur, y desde el campo de gas de Changqing en Shaanxi, hacia las regiones orientales.

La sección oriental, que une Shaanxi y Shangai, fue terminada en octubre del 2003, iniciándose inmediatamente las operaciones de prueba. A partir del 1° de enero del 2005, cuando se finalice la sección occidental, que va de Lunnan en Xinjiang hasta Jiangbian en Shaanxi, la Cuenca de Tarim reemplazará a Changqing como la principal fuente de gas del país.

Se espera que el consumo de gas alcance 12 billones de metros cúbicos en el 2009, que es la fecha límite para que el proyecto llegue al punto de equilibrio.

La sección oriental será suministrada por el campo de gas de Changqing, en la provincia de Shaanxi, hasta el año 2005. Luego, la sección occidental, de 2.525 kilómetros de largo, que empalmará la Cuenca de Tarim, en Xinjiang, con Jiangbian, en Shaanxi, ya estará finalizada y podrá comenzar a suministrar gas a Shangai.

Las reservas del campo de gas de Changqing, uno de los yacimientos más importantes de China, son suficientemente abundantes para cubrir la demanda de gas antes que entre en operación la sección occidental del gasoducto.

Con respecto a la Cuenca de Tarim, la zona tiene reservas probadas de gas natural de 390 billones de metros cúbicos. Actualmente está preparada para bombear 12 billones de metros cúbicos de gas natural anualmente por 30 años.

Por otro lado, el Comité Constructivo Municipal de Hangzhou ha revelado que el proyecto de gasoductos de gas natural entre Hangzhou y Ningbo (Gasoductos de Gas Natural Hang-Yong) ha sido aprobado y se iniciará en junio del 2004.

El gasoducto de 237,7 Km. de largo y con un diámetro de 813 milímetros, tendrá su punto inicial en Sanshan, atravesará Ningbo, Shaoxing y Hangzhou, finalizando en Chongxian de Hangzhou, el terminal de la transmisión de gas natural Oeste-Este.

El proyecto, que iniciará producción en junio del 2005 con una capacidad de 2.600 millones de metros cúbicos, interconectará tres fuentes de gas, y entre ellos, el gas natural de China Occidental entrará a la Provincia de Zhejiang, y los gasoductos conectarán el gas desde el Yacimiento de Gas Chunxiao en el Mar Oriental en el futuro cercano, y recibirá el gas natural licuado también en el futuro.

El proyecto es la respuesta a la rápida urbanización de Hangzhou y la adaptación de la estructura industrial local así como una mejora en calidad de vida de la población.

8.1 GASODUCTO DE BIRMANIA A CHINA

China ha proyectado que para los años 2010 y 2020, su demanda de petróleo alcanzará 340 millones y 440 millones de toneladas, respectivamente, mientras que la producción doméstica sólo alcanzará 175 millones y 190 millones de toneladas. La diferencia de aproximadamente 165 millones y 250 millones de toneladas tendrá que ser cubierta por importaciones, principalmente del Medio Oriente. Esto significa una tasa de dependencia muy alta, que llega a 50 y 60 por ciento, respectivamente.

Debido a que cuatro de cada cinco barriles importados son transportados a través del Estrecho de Malaca, y al hecho que China no tiene una Marina preparada para combate en alta mar (“blue-water Navy”) que proteja la ruta, Beijing está perturbado con el riesgo de bloqueo en el caso que tuvieran que combatir contra Estados Unidos por Taiwán.

Este asunto fue tratado por primera vez por el Presidente Chino Hu Jintao durante la Reunión Económica Central del último 29 de noviembre. El Presidente ordenó a sus funcionarios que presentaran posibles soluciones a este problema.

De acuerdo a una fuente, los funcionarios propusieron cuatro soluciones, donde las tres primeras estaban centradas en la construcción del gasoducto desde la provincia sur-occidental de Yunnan hasta Birmania; desde la parte nor-occidental de la provincia de Xinjiang a Pakistán; o desde Tíbet a Bangladesh. La cuarta solución implicaba brindar ayuda a Tailandia para construir el Canal de Kra.

La misma fuente indicó que la opción Bangladesh fue descartada prácticamente de inmediato porque implicaba atravesar territorio de la India. La opción pakistaní está siendo considerada como parte del proyecto de la línea de ferrocarril que China planea construir para unir Kashi (Kashgar) en el sur de Xinjiang con el puerto pakistaní de Karachi en el Océano Índico. Pero esta ruta tendría que atravesar terreno muy accidentado, con condiciones climáticas muy

severas, lo que ocasionaría problemas técnicos formidables. En comparación, la opción de Birmania es más atractiva, política y técnicamente.

Históricamente, Birmania ha sido siempre la puerta de acceso de China al Océano Índico. Durante la II Guerra Mundial, cuando toda la parte oriental china cayó en manos de los japoneses, el General Joseph Stilwell, comandante de todas las fuerzas norteamericanas en la zona de China-Birmania-India, construyó la famosa Carretera Stilwell para trasladar suministros desde los puertos ubicados en el Océano Índico hasta las ubicaciones de los movimientos de resistencia chinos.

La ruta propuesta va desde la parte sur-occidental de la provincia de Yunnan, que limita con Birmania, para transportar el petróleo desde el puerto de aguas profundas de Sittwe, en Birmania occidental, a través del país hasta la ciudad sur-occidental china de Kunming.

Actualmente, más del 60% de las importaciones chinas provienen del Medio Oriente y África a través del Estrecho de Malaca. China ha mostrado su preocupación por la creciente actividad terrorista en el Sureste de Asia, que podría elevar el riesgo de un ataque terrorista en el Estrecho, a través del cual pasan 4/5 de sus importaciones de petróleo. Igualmente, la zona sur-oriental de Asia posee las aguas más infestadas por piratas, reportándose 79 ataques durante el primer trimestre de este año, según cifras de la Oficina Internacional Marítima.

China se ha propuesto proteger su seguridad nacional mediante la diversificación del lugar y la forma como obtiene su petróleo. El hambre chino por petróleo, que es uno de los factores que han ocasionado el aumento en los precios mundiales, debe crecer en un 8,1% o 510.000 barriles diarios, informó la Agencia Internacional de Energía.

8.2 EL OLEODUCTO SINO-KAZAJSTÁN

Ya se inició la construcción del primer oleoducto territorial chino que cruza su frontera, uniendo al país con Kazajstán. Los dos países iniciaron la construcción de la sección de 1,000 Km. de largo que va de Atasu, en Kazajstán, hasta el pueblo limítrofe de Alashankou, ubicado en la Región Autónoma China de Xinjiang Uygur. La sección Atasu-Alashankou, la más importante del oleoducto Sino-Kazajstán, tiene un costo de US\$ 700 millones y tendrá capacidad para suministrar 10 millones de toneladas anuales de petróleo crudo a China a su conclusión en el año 2005.

El íntegro del oleoducto Sino-Kazajstán, que debe ser concluido en el 2011, tendrá un costo de aproximadamente US\$ 3.000 millones. Se extenderá hacia el oeste para unirse al oleoducto existente Atyrau-Kenkiyak, de 450 Km. de largo, ubicado en la república Asiática central. En dirección contraria, hacia el Este, se conectará con el oleoducto Chino Oeste-Este. El oleoducto Sino-Kazajstán, que tendrá una extensión total de más de 3.000 Km., tendrá una capacidad de distribución de hasta 20 millones de toneladas anuales de petróleo crudo proveniente del Mar Caspio en China Occidental. El oleoducto China-Kazajstán fue propuesto inicialmente en 1997; pero las negociaciones fueron suspendidas seis años hasta que se descubrieran mayores reservas de petróleo que hicieran económicamente factible el proyecto.

Kazajstán, que exporta 70% de su crudo mediante oleoductos ligados a Rusia, desea buscar un mayor número de mercados de exportación. Una línea existente, que fuera construida en la época Soviética, une Siberia Occidental con las refinerías de Kazajstán en Pavlodar y Chumkent y podría ser integrada al sistema chino. Pero la empresa estatal Transneft todavía no ha tomado una decisión al respecto.

Por otro lado, China necesita más petróleo para abastecer su gigantesco crecimiento económico pero también necesita diversificar sus importaciones petroleras. Funcionarios públicos rusos no han mostrado entusiasmo con relación a los planes de Kazajstán para construir una ruta oriental que retire las exportaciones de crudo de la red de ductos de Rusia.

8.3 SE CREE QUE LA CUENCA QIANGTANG DE TÍBET CONTIENE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

Se cree que la Cuenca Qiangtang, localizada en la Región Autónoma del Tíbet, contenga una fuerte cantidad de recursos petroleros y de gas, existiendo probabilidades para desarrollar un nuevo complejo industrial petrolero y de gas.

La Cuenca Qiangtang, de 160.000 Km.², es una de las cuencas menos desarrolladas de la China. Sin embargo, sus estructuras y las condiciones naturales aledañas, muy similares a aquéllas de los yacimientos petrolíferos del Mar Caspio y el Medio Oriente, podrían indicar la presencia de reservas de combustibles fósiles.

A la fecha, se ha descubierto una franja petrolífera de 100 Km. de largo en la parte sur de la cuenca. Existen posibilidades que en la parte central de la cuenca, se haga un descubrimiento de petróleo crudo ligero. Un estudio desarrollado por el Ministerio de Tierras y Recursos en la zona ha demostrado que podrían existir reservas de hidrato de gas o de “hielo combustible”.

En años recientes, China ha tenido que soportar una fuerte escasez de petróleo crudo y suministro eléctrico, y por ello ha puesto sus esperanzas en el uso de hidrato de gas, una nueva y prometedora forma de energía, para aliviar la crisis doméstica.

Fuentes: Interfax-China 25-10-04
SinoCast
People's Daily, Enero 19, 2004
Straits Times. 29-09-04

=====

9. ASEAN, CHINA, JAPÓN Y COREA DEL SUR SE ACERCAN A UNA ASOCIACIÓN ENERGÉTICA

Los Ministros de Energía de ASEAN (Asociación de Naciones del Sureste de Asia) así como sus contrapartes de China, Japón y Corea del Sur, acordaron dar los pasos necesarios para lograr una asociación energética que los ayude a enfrentar los retos del sector energético en Asia ante precios mundiales de petróleo fuertemente volátiles. Durante su primera reunión formal, los Ministros de Energía de los 10 países miembros de ASEAN así como los otros tres

Ministros discutieron temas como gas natural, mercado de crudo, acumulación de reservas de petróleo, energía renovable, y seguridad energética.

En un comunicado conjunto emitido al final de la reunión, los participantes expresaron, “Reconocemos la creciente demanda Asiática por energía y el agotamiento de los combustibles fósiles, y hemos resuelto lograr, a través de ASEAN + 3 Asociación Energética, nuestra meta común de una mayor seguridad energética y sostenible en la región, que se convertirá en la mayor región consumidora de energía en el mundo”.

Se comprometieron a mejorar la exploración de energía y dar un mayor uso a los recursos energéticos indígenas en reconocimiento al futuro aumento de la dependencia de la región sobre crudo importado. Sobre la acumulación de reservas de petróleo, los ministros aceptaron la iniciativa de China de establecer un programa nacional de acumulación de reservas de petróleo, además de los programas de acumulación ya existentes en Japón y Corea del Sur.

Indicaron que esperan con ansias las iniciativas de ASEAN para desarrollar, voluntariamente, reservas de petróleo. También dieron una buena acogida a la intención del Japón de brindar apoyo financiero a los estudios de factibilidad para acumulación de reservas de petróleo y esperan la asistencia técnica del Japón y Corea del Sur para el planeamiento, establecimiento y/o administración de dichos programas en la región.

En relación al mercado petrolero, los Ministros indicaron que alentarán una valorización de mercado para la comercialización “spot” y a futuro del petróleo crudo y de otros productos petroleros en el mercado regional de petróleo. Para aumentar las opciones de suministro de petróleo disponibles, también alentarán la diversificación de las fuentes de importación de petróleo así como intensificarán la exploración y desarrollo de recursos petroleros en la región.

Los ministros expresaron que, “Al reconocer nuestro interés mutuo en la promoción de mercados energéticos estables y seguros, debemos mantener diálogos y asociaciones fuera de la región, particularmente con los países productores de petróleo del Medio Oriente, a diferentes niveles y entre distintas partes”.

Mientras tanto, prometieron tratar temas que sean mutuamente beneficiosos o preocupantes en la promoción de inversiones en exploración y producción de gas natural, y alentar el desarrollo y un uso más amplio de energía renovable para garantizar energía y sostener el medio ambiente.

Sobre seguridad energética, los Ministros reconocieron la necesidad de mejorar la capacidad regional para responder rápidamente a emergencias mediante el intercambio voluntario de información. También acordaron fortalecer sus esfuerzos por lograr una mejor eficiencia y conservación de la energía así como la difusión de una tecnología de carbón limpio en la región.

Anteriormente, los Ministros de Energía de ASEAN habían sostenido su vigésima segunda reunión, donde adoptaron un plan de acción de cinco años, mediante el cual se buscará un desarrollo energético sostenible, mejorando la integración de la infraestructura energética regional, promocionando la seguridad energética, creando políticas progresivas para lograr reformas y la liberalización del mercado, así como tratar temas del medio ambiente.

ASEAN agrupa a Brunei, Camboya, Indonesia, Laos, Malasia, Birmania, las Filipinas, Singapur, Tailandia y Vietnam.

Fuente: Xinhua News Agency. 09-06-04

=====

10. INDIA

Las crecientes demandas de energía y una mayor apertura dentro del nuevo gobierno de la India hacia sus vecinos podrían llevar al restablecimiento de los planes de llevar gas natural al país desde Irán por el oeste y desde Birmania por el este.

La producción de crudo de la India no sobrepasará los 50 millones de toneladas en los próximos dos años; sin embargo sus necesidades podrían alcanzar los 300 millones de toneladas si desea alcanzar un crecimiento de 7-8% del PBI. Domésticamente, sus necesidades no pueden ser cubiertas pues su producción de gas está estancada en 90 millones de metros cúbicos diarios y sus necesidades ya alcanzaron los 120 millones de metros cúbicos. Dentro de 20 años, este requerimiento podría llegar a 391 millones de metros cúbicos.

10.1 EL PROYECTO DEL GASODUCTO IRÁN-INDIA

El proyecto del gasoducto de gas natural Irán-India podría ser restablecido luego que el Ministro de Relaciones Exteriores, K. Natwar Singh, declarara que el gobierno UPA no se oponía al mismo.

Como resultado, cuando los Secretarios de Comercio de la India y Pakistán se reúnan para discutir los pasos a tomar para normalizar los vínculos comerciales bajo los auspicios del proceso compuesto de diálogo, Islamabad apurará sus esfuerzos por convencer a Nueva Delhi que acepte, no sólo el proyecto Irán-India, sino que también tome en cuenta el proyecto Turkmenistán-India. Ambas rutas avizoran transitar por el territorio Pakistaní. Islamabad incluso ha ofrecido brindar garantías internacionales de seguridad para calmar las preocupaciones de seguridad de la India con respecto al proyecto.

El proyecto Irán-India fue discutido por primera vez en enero del 2003, cuando Irán e India firmaron un MdE para establecer acuerdos de riesgo compartido en la inversión de proyectos de petróleo y gas en ambos países. En ese momento, se propusieron tres posibles rutas para los ductos:

- Por tierra, atravesando Pakistán y entrando en Rajastán Occidental, cubriendo una distancia de aproximadamente 2,600 Km.
- Las costas poco profundas, fuera de aguas territoriales Pakistaníes. Sin embargo, esta ruta fue prácticamente rechazada porque, de acuerdo con el derecho del mar, se requería una confirmación de Islamabad para construir dicho ducto pues el mismo debía atravesar su ZEE y es obligatorio conseguir permisos para realizar estudios en sus aguas. Es más, la costa de Irán

y Pakistán exhibe actividad sísmica debido al movimiento de sus placas, lo que podría levantar varias barreras tecnológicas.

- Mar afuera, en aguas profundas, evitando así la ZEE de Pakistán. Sin embargo, esta ruta implica un mayor costo de inversión así como problemas técnicos tales como el movimiento y el hundimiento del suelo marítimo.

A pesar que las agencias gubernamentales relevantes están involucradas en las discusiones, algunas empresas energéticas privadas también mostraron interés en mantener el proyecto con vida. Las principales eran Reliance, y la firma australiana BHP Billiton. Sin embargo, mientras Reliance también ha mostrado interés en la opción de gas natural licuado (LNG), el involucramiento de BHP está dirigido principalmente al proyecto del gasoducto. En el año 2002, se encontraba en negociaciones con NTPC, quien se encuentra buscando suministros de combustibles costo-efectivos a largo plazo para algunos de sus futuros proyectos de generación de poder en el norte de la India, que se espera entren en producción en el 2007.

En abril del 2002, BHP presentó una CdI basada en suministro vía el gasoducto terrestre Irán-India. De acuerdo a fuentes de BHP, aparentemente NTPC les informó que ellos darían su visto favorable al gasoducto Irán-India, donde el precio era el atractivo primordial. Sin embargo, todo estaba atado al tiempo del proyecto del gasoducto así como a la bendición del gobierno de la India.

Debido a las preocupaciones de la India sobre la seguridad de los suministros, tanto la empresa Iraní encargada del proyecto – National Iranian Oil Company – y BHP sugirieron ciertas medidas para garantizar la seguridad del proyecto: garantías soberanas e inter-gubernamentales, designación de operadores independientes, creación de una cuenta de depósito para tarifas transitorias, monitoreo satelital y combustible de respaldo, entre otras. Si India supera sus objeciones al proyecto terrestre, BHP ha indicado que sólo tomaría una semana asignar el gas para el proyecto. La primera fase del proyecto contempla el transporte de aproximadamente 320 pies cúbicos diarios de gas a través del gasoducto, que podría aumentar hasta 500 pcd durante la segunda etapa.

El embajador Pakistaní ante los Emiratos Árabes Unidos, Mariscal del Aire (r) Qaiser Hussain dijo que el propietario del Banco Al-Mashriq, Abdullah Al-Ghulail, está preparado a invertir en el tan mencionado gasoducto de Irán a India vía Pakistán. Al-Ghulail ha aceptado invertir por lo menos US\$ 1 billón en Pakistán en los sectores de gas y petróleo.

Fuente: Times of India 14-09-04

PNS: 19-07-04

Teherán Times 24-08-04

=====
11. BANGLADESH

El Banco ADB ha otorgado a Bangladesh ocho préstamos en los últimos 25 años por un total de US\$ 446 millones para el sector energético del país. El resultado proyectado de este TA es un préstamo contingente que ha sido incluido en el plan del país para el año 2004.

Petrobangla ejecutará el TA, que deberá ser completado en octubre del 2004. El gobierno contribuirá US\$ 120.000 al costo total del TA, que equivale a US\$ 600.000.

El sector de gas natural está compuesto por la Corporación de Petróleo, Gas y Minerales de Bangladesh (Petrobangla) así como sus 11 subsidiarias. Petrobangla tiene como objetivo la exploración de petróleo y gas natural, así como la producción y comercialización del gas. Alrededor del 70% de la energía comercial de Bangladesh es producida por gas natural y representa la base para casi 90% de la generación de electricidad. La empresa se encuentra en la capacidad de cubrir prácticamente todas las necesidades de energía del país, ahora y en el futuro. El mercado de gas necesita ser expandido para optimizar el uso de los recursos de gas natural y para apoyar el desarrollo económico del país.

A pesar que Bangladesh ha producido gas natural durante las últimas tres décadas, todos sus principales yacimientos se encuentran sub-desarrollados y no han sido delineados adecuadamente. Las substanciales reservas de gas natural aún siguen estando sub-desarrolladas o no han sido descubiertas.

11.1 UNOCAL PLANEA UN GASODUCTO A TRAVÉS DE UN BOSQUE PRÍSTINO

Sharier Khan y Rezaul Karim

La empresa norteamericana Unocal está preparando la construcción de un gasoducto de tres kilómetros de extensión a través del pequeño, pero ambientalmente sensible, bosque de Louwachara, en Moulavibazar; a pesar que la nación aún no ha recibido compensación alguna por las enormes pérdidas ocasionadas hace siete años por el escape de gas en el yacimiento de Magurchara.

Aún cuando el predecesor de Unocal, la empresa norteamericana Occidental, fue declarada íntegramente responsable por el escape que dañó una estructura de gas valorizada en US\$ 600 millones, el propietario del yacimiento, Petrobangla, no ha insistido con el tema de la compensación. Mientras tanto, Unocal alega que ya pagó todas las compensaciones por el daño.

El Ministerio de Medio Ambiente inicialmente evaluó el daño ambiental como crore del Tk 609. En vista que Unocal rechazó esta evaluación, el Ministerio de Medio Ambiente formó un comité conformado por tres personas y encabezado por el Profesor Wahiduddin Mahmud para volver a evaluar el daño ambiental. Según fuentes cercanas, el comité presentará su informe en los próximos tres meses.

A pesar que Bangladesh no recibió ningún tipo de compensación, Occidental cobró los seguros por los daños causados por el escape y se retiró del país vendiendo todos sus bienes – activos y pasivos – a Unocal.

En el 2002, y a pesar de cierta resistencia de varios sectores dentro del mismo gobierno, Petrobangla envió formalmente a Unocal su reclamo de compensación por el daño causado a 240.000 millones de pies cúbicos de gas, valorizados en US\$ 600 millones. Pero nunca se le hizo seguimiento al reclamo, aún después que el Ministro de Energía le informara a la prensa

que el gobierno de Bangladesh tenía la intención de continuar el litigio en las cortes internacionales.

Occidental comenzó a perforar en el lugar el 2 de junio de 1997. Esta fue su primera perforación desde la fecha en que firmó el Contrato de Producción Compartida (CPC) el 11 de enero de 1995. Este contrato concluyó de forma natural el 11 de enero de 1998 al no cumplirse el compromiso mínimo de trabajo. Sin embargo, ocho meses después, el gobierno “extendió” el contrato agregando nuevas cláusulas.

En 1999, Unocal descubrió un nuevo yacimiento de gas en Moulavibazar, cerca del punto de exploración de Magurchara. El año pasado, Petrobangla le solicitó a Unocal que desarrollara este yacimiento y suministrara por lo menos 35 millones de pies cúbicos de gas diarios (mpcd) en el año 2004 y 60 mpcd en el 2005. Unocal ha perforado varios hoyos en la zona para iniciar la entrega de gas a partir de enero del 2005.

Pero para acopiar el gas que será extraído de estos yacimientos, Unocal debe instalar un gasoducto de 10 pulgadas de diámetro a través del bosque natural Louwachara. El Ministerio de Medio Ambiente ha aprobado este trabajo. El Ministro de Medio Ambiente, Tariqul Islam, informó, “Hemos permitido que Unocal instale el gasoducto, siempre y cuando se rija de acuerdo a una propuesta del Ministerio de Energía y algunas otras condiciones”.

El gasoducto transportará gas natural de Bangladesh a la India, a un costo aproximado de US\$ 900 millones. Este es un gasoducto de 1,350 Km. de largo que se extenderá desde la zona de operaciones de Unocal en el distrito nororiental de Habiganj, en Bangladesh, hasta una interconexión con el gasoducto de HBJ, de propiedad y operado por la empresa Gas Authority of India Ltd., para suministrar gas a Nueva Delhi.

Fuente: Big News Network 19-07-04
Xinhua News Agency 06-06-04
<http://thedailystar.net/2004/06/15/d4061501099.htm>

11.2 GRUPO TRIPARTITO SE REUNIRÁ EL 24 Y 25 DE FEBRERO

Dacca propondría un gasoducto de 597 kilómetros.- Altas fuentes gubernamentales informaron que el gobierno de Dacca presentará una propuesta para instalar un gasoducto de 597 kilómetros de largo desde Birmania hasta la India, atravesando Bangladesh, durante la reunión tripartita del Comité de Trabajo Técnico-Comercial, que se llevará a cabo el 24 y 25 de febrero en Yangón.

El documento de Dacca propone una ruta para el gasoducto que se iniciaría en las costas occidentales de Birmania, entrando a Bangladesh en Teknaf, abriéndose en dos después de llegar a Comilla a través de Chittagong.

Una de las partes se dirigirá al estado indio de Tripura, y la otra se dirigirá a Bengala Occidental a través de Brahmanbaria-Kishoreganj-Tangail-Pabna-Kushtia-Jessore. El gasoducto atravesará tres ríos: Menga, Jamuna, y Padma.

En enero, durante una reunión previa de los Ministros de Energía de Bangladesh, India y Birmania, se discutieron seis rutas probables, incluyendo rutas marítimas: Birmania-Chittagong-Comilla-Bengala Occidental, y Birmania-Tripura-Brahmanbaria-Khulina-Bengala Occidental. También se discutió que la ruta propuesta sería para un gasoducto de 289 kilómetros de largo, la cual podría atravesar la red nacional de gas de Bangladesh.

Las fuentes también indicaron que, ejecutivos de alto nivel del gobierno de Bangladesh le habían dado órdenes a sus dos representantes (el comité tripartito constaba de seis miembros) de presentar la propuesta con la ruta de 597 kilómetros.

El Presidente de Petrobangla, SR Osmani, y el director de la empresa Gas Transmission Company Limited, Salek Sufi, viajarán hoy a Yangón para participar en la reunión.

Dacca ha decidido presentar la nueva ruta pues será una ruta segura sin efectos dañinos para el medio ambiente, indicaron las fuentes. También señalaron que, de ser aprobada e instalada la nueva ruta, Bangladesh recibiría anualmente US\$ 250 millones. Las fuentes dijeron que los dos funcionarios también han recibido órdenes de abogar a favor de las tres condiciones que Dacca ha requerido para el gasoducto propuesto, y sean incluidas en el borrador del Memorando de Entendimiento (MdE), que supuestamente deberá emitir el comité.

Dacca ha venido presionando a Nueva Delhi para que le permita trasladar hidroelectricidad desde Nepal y Bután, brindándoles facilidades de tránsito a estos dos países del Himalaya, y así reducir la brecha comercial con Bangladesh al permitir la instalación del gasoducto.

Mientras tanto, el Ministro de Energía y Recursos Minerales, AKM Mosharraf, confirmó el martes que la reunión del Comité de Trabajo comenzaría el 24 de febrero, de acuerdo al cronograma, terminando así la confusión existente durante los últimos ocho días.

Yangón informó a Dacca el 14 de febrero que la reunión se celebraría los días 24 y 25 de este mes; sin embargo, el Ministerio no confirmó las fechas sino hasta el Martes. Además, la designación por parte de Dacca de sólo dos funcionarios para participar en la reunión también acarreo preguntas pues Nueva Delhi había designado cuatro funcionarios, encabezados por AK Srivastava, Secretario Adjunto del Ministerio de Petróleo y Gas Natural, mientras que un número de representantes de Yangón, anfitrión de la reunión, también estarán presentes en la reunión.

Mosharraf dijo que Dacca había designado dos funcionarios pues el comité consistía de seis miembros, donde dos miembros representaban a cada país.

El borrador del Memorando de Entendimiento (MdE) sobre el gasoducto será firmado por las tres naciones en Abril. El comité ha recibido la responsabilidad de seleccionar la ruta del gasoducto, establecer los términos y condiciones del consorcio internacional que lo operará, e instalar el gasoducto cumpliendo con leyes internacionales.

El comité también elaborará los detalles de la infraestructura del gasoducto, los cargos por transporte y administración y los temas de seguridad. Mosharraf indicó que la reunión de enero en Yangón actuaría de base para el Comité de Trabajo. En dicha reunión los tres Ministros decidieron que los gobiernos de Bangladesh e India debían reservarse el derecho de

acceso al gasoducto cuando y si fuera necesario, incluyendo la inyección y detración de su propio gas natural.

El Ministro dijo que Dacca enviaría una propuesta formal a Nueva Delhi, incluyendo las tres condiciones, después de haber recibido el informe de la reunión del comité. India pretende tomar 6 trillones de pies cúbicos de gas de Birmania Occidental a través del gasoducto propuesto.

Fuentes: NewAge, 23 de febrero del 2005. Dacca, Bangladesh
www.newagebd.com

12. PAKISTÁN Y AZERBAIJÁN EXPANDIRÁN COOPERACIÓN EN EL SECTOR PETROLERO Y DE GAS

Los países de Pakistán y Azerbaijón han acordado promover y expandir la cooperación en el sector petrolero y de gas. Un Memorando de Entendimiento (MdE) fue firmado luego de finalizada la reunión de la Comisión Ministerial Conjunta (CMC) que se llevó a cabo en Bakú.

El Ministro de Petróleo y Recursos Naturales de Pakistán, Nouraz Shakoore Khan, encabezó la delegación que asistiera a la reunión CMC.

De acuerdo al MdE, ambos países cooperarán en la exploración de petróleo, tanto en el continente como en aguas marítimas, proporcionando asistencia y facilitación a las empresas estatales para evaluar las oportunidades comerciales. También se acordó que ambos países cooperarían en los sectores de transmisión y distribución de todos los yacimientos, incluyendo el gasoducto fronterizo, compartiendo experiencias y transferencia de tecnología.

Ambos países intercambiarán habilidades y conocimientos para realizar un levantamiento geológico y topográfico regional y un mapeo a gran escala de los recursos minerales, incluyendo datos e información energéticos y mineralógicos. También se acordó que colaborarían en el reforzamiento de capacidades y la mejora de técnicas de capacitación entre los institutos.

Finalmente, se acordó formar un Comité Conjunto Permanente (CCP) para supervisar el progreso de la implementación de las recomendaciones.

El Sr. Shakoore indicó que existía un gran potencial así como muchas oportunidades para la cooperación entre Pakistán y Azerbaijón en los sectores petrolero, minero y de gas.

Fuente: Asia Pulse, 08-07-04.

13. TURKMENISTÁN-AFGANISTÁN-PAKISTÁN – PROYECTO DE UN GASODUCTO PARA GAS NATURAL

El Banco de Desarrollo de Asia (ADB) otorgó a la empresa Penspen la realización del Estudio de Factibilidad Técnico-Económico para el proyecto del gasoducto de gas natural de Turkmenistán-Afganistán-Pakistán.

El proyecto ha sido diseñado para transportar el gas producido en el yacimiento establecido de Dauletabad, al sureste de Turkmenistán, hacia los mercados sub-abastecidos en Afganistán y Pakistán, con el potencial de acceder a mercados desabastecidos en el norte de la India. Afganistán se beneficiaría mediante la tarifa de tránsito y de las potenciales detracciones hacia sus propios mercados de gas.

El alcance del estudio será:

- Selección de una única ruta para el gasoducto;
- Desarrollo de estudios ambientales y sociales en la ruta;
- Impactos sísmicos;
- Producción de un corredor de la ruta a escala 1:200,000;
- Desarrollo de análisis hidráulicos que se ajusten a la demanda del mercado de gas;
- Definición de un sistema óptimo de transmisión;
- Estimación de los costos de capital y operativos;
- Desarrollo de análisis económicos, evaluación de la factibilidad del proyecto;
- Elaboración de informes iniciales, borradores finales e informes finales en inglés y en ruso.

La duración del estudio de factibilidad será de 5 meses. El informe final deberá ser presentado a más tardar el 15 de setiembre del 2003.

El Banco de Desarrollo de Asia (ADB) ha señalado que Afganistán, Pakistán y Turkmenistán deben realizar un mayor número de estudios antes de proceder a ejecutar el proyecto del gasoducto trans-afgano, que tiene un valor estimado de US\$ 2.500 millones. El ADB también indicó que esta decisión debe postergar el proceso de preparación de una lista de empresas constructoras que podrían calificar para presentarse a la licitación del proyecto.

Finalmente, el Banco indicó que los Ministros de Petróleo y Gas de los tres países le habían informado de la necesidad de realizar un “análisis de la ruta sur a través de Herat, Kandahar, Quetta y Multán; una estimación de reservas en los yacimientos de gas de Dauletabad ubicados en Turkmenistán; y la finalización del Acuerdo del País Anfitrión y los acuerdos de compra y venta de gas, así como un acuerdo de transporte del gas”.

Fuente: Daily Time, 30-07-03

Fuente: AFP 05-06-03

14. ASIA CENTRAL

Los 5 Estados del Asia Central, Kazajstán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán son todos ricos en combustibles fósiles no desarrollados.

Kazajstán tiene significativas reservas petrolíferas estimadas en 800 – 2.500 millones de toneladas. La producción de petróleo en el año 2003 fue de 52.2 millones de toneladas, el

doble de lo producido en 1998 y en fuerte ascenso, con un consumo de 9,5 millones de toneladas. Las exportaciones aumentaron con el lanzamiento, en el 2001, del oleoducto de 990 millas del Consorcio del Oleoducto del Mar Caspio (COMC), que transporta petróleo desde los yacimientos de Tengiz al puerto ruso de Novorossiysk en el Mar Negro.

A fines del año 2003, tenían reservas probadas de gas natural de 1,9 toneladas de metros cúbicos, ubicadas principalmente en los yacimientos de Kashagan, Karachaganak y Tengiz. Kazajstán está ubicado entre los primeros 20 países con reservas de gas en el mundo. La extracción en el 2003 alcanzó 12.900 millones de metros cúbicos, pero gran parte del gas se flamea durante la producción de petróleo. La falta de gasoductos internos es tan grande que la franja industrial de Kazajstán depende de las importaciones de gas de Uzbekistán y también de Rusia.

Uzbekistán también tiene significativas reservas de petróleo, carbón y gas natural. Actualmente, su única opción de exportación de crudo es revertir el oleoducto actual que transporta petróleo desde Rusia a las refinerías del país. Sin embargo, el pequeño superávit de petróleo disponible para exportación no amerita la construcción de un oleoducto.

Uzbekistán es uno de los 10 primeros países productores de gas en el mundo, habiendo producido 53.600 millones de metros cúbicos en el 2003 y consumido 47.200 millones de metros cúbicos. Las exportaciones de gas han bajado recientemente debido a la falta de pago y otros problemas de entregas. Las reservas de gas son vastas, con limitadas exportaciones a Kazajstán, la República de Kirguiz, Rusia y Tayikistán vía el gasoducto Asia Central-Rusia Central. Uzbekistán espera asegurar una extensión al gasoducto Trans-Caspio para sus exportaciones a Europa.

La principal reserva energética de Turkmenistán es el gas natural. La producción ha aumentado drásticamente, alcanzando 36.000 millones de metros cúbicos exportados a Rusia, y pequeños volúmenes a Ucrania e Irán. Esperanzas de mayores exportaciones están enfocadas en el proyecto del gasoducto Trans-Caspio, que tendrá un recorrido desde Turkmenistán, a través del Mar Caspio y Georgia, hasta Turquía.

Tayikistán y la República de Kirguiz dependen íntegramente de sus importaciones de petróleo y gas.

Fuente: Petroleum Review. Diciembre 2004.

14.1 CONSORCIO DEL OLEODUCTO DEL MAR CASPIO

El oleoducto destinado a transportar las riquezas petroleras del norte del Mar Caspio de Kazajstán al mercado mundial es una estructura de acero de 1.510 kilómetros de largo, donde las empresas petroleras norteamericanas han aportado casi la integridad de los US\$ 2.500 millones invertidos a la fecha, y donde Rusia espera obtener US\$ 20.000 millones durante los cuarenta años de vida del proyecto.

El oleoducto, que fuera construido por el Consorcio del Oleoducto del Mar Caspio (también conocido como COMC) compuesto por 11 miembros, se inicia en las costas desérticas del

noreste del Mar Caspio, en Tengiz, Kazajstán, el sexto yacimiento más grande de petróleo del mundo. El supuesto oleoducto de 40 pulgadas más largo del mundo, rodea el Mar Caspio antes de dirigirse hacia el oeste a través de las amplias planicies al norte de la Cordillera del Cáucaso para finalizar en el terminal de buques-tanques 25 Km. al oeste de Novorossiysk. Exactamente la mitad del oleoducto, la porción que va de Tengiz a un punto cercano al puerto de Kaspiskii, ya existía y fue restaurado, instalándose nuevas estaciones de bombeo. La otra mitad tuvo que ser construida de cero.

Cuando se finalice la primera etapa en otoño, y la capacidad del oleoducto alcance 550.000 barriles diarios (b/d), se espera que el costo llegue a US\$ 2.640 millones. En unos años más, cuando el oleoducto esté totalmente completado, el costo final será de US\$ 4.000 millones, podrá transportar hasta 1,3 millones de b/d y tendrá 17 estaciones de bombeo.

La capacidad de producción del yacimiento de Tengiz no alcanzará su punto máximo de 700.000 b/d sino hasta fines de esta década, de acuerdo a información proporcionada por Tom Winterton, Director General del consorcio que está explotando el yacimiento: Tengizchevroil (50% ChevronTexaco; 25% ExxonMobil; 20% Kazakhoil, y 5% LukArco, un contrato de riesgo compartido de Lukoil y BP a partir de la adquisición de Arco por parte de BP). Cuando Chevron tomó Tengiz de manos de sus gerentes post-soviéticos en 1993, ésta creó un consorcio para el yacimiento petrolífero, mientras que Omán y Kazajstán crearon un segundo consorcio para construir el oleoducto hasta el mar abierto más cercano, el Mar Negro.

Durante los primeros años, Tengizchevroil superó diligentemente todos los obstáculos que se le presentaron, como la extrema profundidad del reservorio (4,000 metros), su alto contenido de dióxido de azufre altamente venenoso (SO₂), y la alta presión a la que afloraba el petróleo. La producción comenzó a aumentar progresivamente de 25.000 b/d a 260.000 b/d y el maleficio que alguna vez hizo que Tengiz tuviera el más largo reventón descontrolado en la historia Soviética aparentemente fue superado.

Pero en aquellos años, el consorcio del oleoducto no logró llegar a nada en sus esfuerzos por financiar el oleoducto sin la presencia de Chevron. En 1997, COMC fue reestructurada, y Chevron se unió al consorcio convirtiéndose en su líder.

No fue sino hasta ese año que dos grandes empresas petroleras rusas recientemente creadas, Lukoil y Rosneft, se unieron al consorcio. Al mismo tiempo el gobierno ruso redujo su participación a 24%, basándose en su contribución de terreno y los 300 kilómetros existentes del oleoducto. El Gobierno de Kazajstán adquirió una participación de 19%, proporcional a sus 455 kilómetros del oleoducto existente, y Omán mantuvo su 7%. La participación de los tres países sumaba 50%. La otra mitad se dividió entre las empresas petroleras que costearían la rehabilitación del ducto existente, la construcción de los 755 kilómetros de la línea nueva, la creación de un terminal portuario en la costa del Mar Negro, y la construcción inicial de cinco estaciones de bombeo a lo largo de la ruta.

Chevron (Chevron Caspian Pipeline Consortium Company) adquirió 15%, la mayor participación, y Lukoil (LukArco BV) tomó un 12,5% del negocio de construcción del oleoducto. Las dos empresas acordaron rotar las dos gestiones principales, donde los ejecutivos de Chevron estarían encargados de la segunda gestión durante los primeros cinco años, siendo responsables por las operaciones de construcción del oleoducto. Rosneft Shell

Caspian Ventures Ltd., y Mobil Caspian Pipeline Company adquirieron, cada una, una participación de 7,5%; Agip International y BG Overseas Holding Ltd., adquirieron una participación, cada una, de 2%; y Kazajstán Pipeline Ventures (KPV) LLC (en la cual BP tiene una participación) y Oryx Caspian Pipeline LLC cada una obtuvo una participación de 1,75%.

Pero para el oleoducto, Chevron insistió en constituir un banco de calidad, un sistema que penalizara a aquellos que aportaran crudo de baja calidad a la mezcla de calidad mayoritariamente Tengiz CPC. La firma de aceptación fue una cosa, pero llegar a un acuerdo sobre cómo funcionaría dicho banco demostró ser más difícil de lo esperado, en parte porque los rusos nunca habían participado en un banco de calidad, indicaron ejecutivos del COMC.

Se llegó a un acuerdo sólo tres días antes de la fecha programada para la inauguración, que debía coincidir con la carga del primer buque-tanque. Para entonces, la ceremonia ya había sido cancelada.

Otros eventos retrasaron la fecha de carga del primer buque-tanque hasta el 13 de octubre del 2001. Para cuando se lograron zanjar todas las diferencias, cinco buques-tanques totalmente cargados habían levado anclas y navegado hacia el Bósforo y a las refinerías en Europa. Un sexto buque-tanque estaba siendo cargado cuando se llevó a cabo la ceremonia el 27 de noviembre. Los presidentes Vladimir Putin de Rusia y Nursultan Nazarbayev de Kazajstán declinaron asistir a la ceremonia de dedicatoria, mientras que Rusia y los Estados Unidos terminaron siendo representados por sus viceministros. ChevronTexaco, la cuarta empresa petrolera en el mundo envió a su Presidente del Directorio, David O'Reilly, así como a sus Presidentes Adjuntos entrante y saliente. Esto no fue sorprendente considerando que tanto el oleoducto como su gigantesco yacimiento petrolífero son los "bebés" de Chevron, riesgos de miles de billones de dólares que finalmente se están pagando. El oleoducto disminuirá a la mitad los US\$ 6/b que ChevronTexaco ha estado pagando para transportar su petróleo por ferrocarril y por oleoducto a mercados europeos.

Fuente: Petroleum Review. 2004.

=====

15. RUSIA

Alrededor de 135 millones de toneladas de petróleo y productos derivados del petróleo fueron exportados desde Rusia vía el Mar Negro durante el año 2003. Sin embargo, a medida que los volúmenes aumentan, también aumentan las "congestiones de tráfico" a ambos lados del Estrecho, y como resultado, también se incrementa el proceso de embarque. Hoy en día 1/3 del precio de transporte, de US\$ 19,3 por tonelada de petróleo, de Novorossiysk a puertos italianos es utilizado para cubrir la sobreestadía de los buques-tanques que deben esperar para atravesar el Bósforo y los Dardanelos. Por lo tanto, los exportadores rusos pierden US\$ 400 millones anualmente. El tránsito por Turquía se ha convertido en un cuello de botella para los exportadores rusos.

La empresa Transneft, administrada por el Estado, y principal operadora de la red general de ductos rusos, ha venido analizando esta situación, y ha presentado dos rutas alternativas:

- La ruta Turca: Kiyikoy (en el Mar Negro) a Ibrahaba (el Mar Egeo)
- La ruta Búlgaro-Griega: de Burga a Alexandropolis.

En mayo del 2004, el Directorio de Transneft aprobó la participación de la empresa en el desarrollo del proyecto en territorio turco. El proyecto incluye un oleoducto de 193 kilómetros de extensión con un diámetro de 1.220 mm; las estaciones de bombeo principales y de relevo; el tanque en el bloque; y terminales finales y atracaderos para carga. Se ha estimado que todo será terminado en dos años. Una vez comisionado, el oleoducto transportará cerca de 60 millones de toneladas anuales de petróleo, asumiendo 50% del liderazgo del Bósforo.

La Unión Europea viene promocionando proyectos alternativos de embarque de petróleo en los Balcanes, lo que involucraría a Bulgaria, Rumania, Albania, Macedonia, Grecia y Croacia. Otra ruta alternativa es el oleoducto de Odessa-Brody, que atraviesa Ucrania.

Fuente: Petroleum Review. Diciembre 2004.

15.1 PUTIN PREFIERE EL OLEODUCTO A JAPÓN, NO A CHINA

El gobierno japonés ha intensificado su labor de activismo para que el Kremlin favorezca el nuevo oleoducto de crudo a Nakhodka, ubicado en el Mar de Japón. Aún cuando la reacción del gobierno ruso ha sido amablemente positiva, el silencio de las empresas petroleras comerciales rusas sugiere que Tokio está equivocando sus esfuerzos, lanzando incentivos financieros en la dirección errada.

Japón financiará la salida petrolera en el Mar de Japón con préstamos a bajos intereses hasta por un monto de Y900 billones (US\$ 7.500 millones). Fuentes relacionadas con la industria petrolera rusa dijeron que el aumento en la oferta de financiación japonesa para el oleoducto de Nakhodka no atiende las dos grandes desventajas en la mentalidad de los funcionarios del Kremlin. Estas mismas fuentes indicaron que “el primer problema está relacionado con los términos de pago que requieren una entrega exclusiva del petróleo ruso al Japón hasta que los préstamos hayan sido cancelados; el segundo problema se refiere a que la producción de petróleo en la Cuenca Oriental de Siberia es insuficiente para que el nuevo oleoducto sea costo-efectivo, por lo menos en la próxima década”.

De acuerdo a un informe del Banco Alfa de Moscú – que está vinculado a la Empresa Petrolera Tyumen – la oferta japonesa presentada por Kawaguchi incluye “financiamiento [para] el desarrollo de las reservas de Siberia Oriental, siempre que Rusia decida construir el tramo Angarsk-Nakhodka antes que el tramo a la China”.

Las fuentes de una empresa petrolera admitieron que el financiamiento extranjero es una precondition para el desarrollo de la Cuenca Oriental de Siberia. Hasta ahora, virtualmente todo el crecimiento de la producción petrolífera rusa y sus exportaciones han provenido de mejoras en la Cuenca Occidental de Siberia y provenientes de fuentes tradicionales de la Cuenca de los Montes Urales del Volga.

De acuerdo con estimaciones de las empresas petroleras rusas, la Cuenca Occidental de Siberia tiene más de 170.000 millones de barriles de petróleo que podrían ser producidos en capacidad pico en los próximos cincuenta años. Las reservas probadas en Siberia Oriental suman actualmente 3.000 millones de barriles, con potenciales reservas recuperables estimadas en 16.6 billones de barriles.

El 20 de junio último, el Presidente Vladimir Putin mencionó indirectamente estos temas cuando se le preguntó sobre la decisión final del oleoducto. Dijo, “Angarsk-Nakhodka parecería más adecuado, si se toma en cuenta que permite el acceso al mercado en el más amplio sentido de la palabra, permite la exportación de materias primas energéticas a todos los países de la región”.

La pregunta es si éstas son económicamente viables. El problema es que el llenado de este oleoducto con petróleo continúa siendo problemático. Este depende de los resultados del trabajo de exploración geológica realizado en Siberia Oriental, y los especialistas deberán calcular cuánto costará construir el oleoducto hasta Nakhodka, si el oleoducto tendrá una carga completa que la justifique económicamente, y si será económicamente efectiva.

Las proyecciones actuales indican que el oleoducto a Nakhodka deberá tener una capacidad de 50 millones de toneladas por año (casi 1 millón de barriles diarios) a un costo de aproximadamente US\$ 6 billones. La ruta entre Angarsk y Daqing, en China, tiene la mitad de la distancia, y una fracción del precio, y se espera que el financiamiento provenga de la deuda estatal China a Rusia. La ruta china ya había sido acordada entre Putin y el Presidente Chino Hu Jintao en Moscú. Además la ruta cuenta con el apoyo de Transneft, la empresa estatal del oleoducto. Los productores comerciales de petróleo rusos dicen que su prioridad actual para el oleoducto es la ruta desde los campos petrolíferos Árticos hasta Murmansk, en Rusia nor-occidental, la misma que podría brindar acceso a consumidores de Europa Occidental y de los Estados Unidos.

Fuente: Mineweb. 03-07-03.

16. RIVALIDAD PETROLERA Y DE GAS EN EL MAR DE LA CHINA ORIENTAL

Por Kosuke Takahashi

Las exploraciones actuales de un campo de gas marítimo en el Mar de la China Oriental, tanto por China como por Japón, ha vuelto más tirantes las relaciones entre estas dos poderosas naciones. Las tensiones sobre la soberanía de este disputado campo de gas aparentemente van en alza, logrando exacerbar una desconfianza mutua que data desde la Guerra Sino-Japonesa y la II Guerra Mundial – y que no es aliviada por el meteórico auge económico de la China y su voraz apetito por petróleo y gas. Mientras que Japón está preocupado que la perforación china sustraiga gas natural del fondo del mar territorial japonés, Beijing estima que el reclamo de Tokio infringe sus intereses y su soberanía. Aparentemente, China cree que Tokio se siente amenazado por el enorme desarrollo económico chino y está tratando de controlarlo, por lo menos en la zona del Mar de la China Oriental. Esta desconfianza, así como la rivalidad petrolera, podrían convertirse en problemas más serios, a menos que ambos países lleguen rápidamente a algún acuerdo político sobre el desarrollo del yacimiento de gas.

LA PROBLEMÁTICA E INDEFINIBLE FRONTERA

El primer problema se presentó en agosto del 2003 cuando el gobierno chino finalizó contratos de desarrollo con empresas de desarrollo petrolero en China y otros países, que incluyeron a grandes como la Shell y la empresa petrolera norteamericana Unocal, para ejecutar proyectos de exploración y producción de gas en el Mar de la China Oriental, contratos valorizados en billones de dólares. El gobierno japonés expresó su preocupación que los yacimientos podrían estar invadiendo la zona de exclusividad económica de Japón (ZEE), y Tokio le solicitó oficialmente a Beijing información precisa sobre la ubicación de dichos bloques. Beijing ha declinado responder a esta solicitud.

El problema reapareció nuevamente a comienzos de junio de este año cuando Japón confirmó que Beijing había iniciado la construcción de una plataforma de perforación en una zona ubicada dentro de la ZEE de China, a 4 kilómetros de la línea central que, según Japón, existe entre las costas de ambos países. Además, Japón recientemente confirmó que Beijing había iniciado la construcción de plataformas de perforación en otro punto, creando nerviosismos que en el futuro cercano podrían estar por lanzar proyectos similares.

A medida que las tensiones iban en aumento, el Ministro de Relaciones Exteriores de China, Li Zhaoxing, propuso durante su primera visita a su similar de Japón, Yoriko Kawaguchi, el 22 de junio, que China y Japón cooperarán en la exploración de las reservas de petróleo y gas natural en la zona del Mar de la China Oriental. Pero en lugar de aceptar esta oferta, Kawaguchi solicitó que China entregara las ubicaciones y profundidades exactas así como cualquier otra información relacionada con las perforaciones marítimas que se estaban realizando en la zona del Mar de la China Oriental, temiendo que China hubiera violado los intereses japoneses de explotar los recursos marinos.

Aparentemente, el gobierno japonés concluyó que China estaba levantando información oceanográfica para una posible guerra submarina en la zona, lo que Japón considera estratégicamente vital si China desea incrementar su presencia miliar contra Taiwán así como los Estados Unidos, según información de los medios conservadores japoneses, como Sankei Shimbun. El bloque de gas en disputa se encuentra próximo a Taiwán y a las disputadas Islas Senkaku, que están siendo reclamadas por ambos países. El gobierno japonés parece creer que esta es la razón por la cual China se ha negado a brindar información y datos sobre sus actividades de desarrollo petrolero y de gas en la región.

El 7 de julio Japón inició trabajos de exploración de gas natural en su propia ZEE en el Mar de la China Oriental, enviando naves de levantamiento de datos geológicos, aparentemente buscando contrarrestar las exploraciones de gas chinas en una ubicación cercana. Al día siguiente, el Viceministro de Relaciones Exteriores de China, Wang Yi, convocó al Embajador Japonés y le entregó una protesta oficial, donde criticaban al Japón “por actos que infringían los intereses y soberanía de la China”.

Detrás de estas peleas encontramos los conflictivos puntos de vista de los dos países sobre dónde debería estar la demarcación de la línea entre las ZEEs de las dos naciones. Ambos han estado disputando sus fronteras. Japón ha definido que la línea demarca una distancia igual desde las costas de los dos países, mientras que China indica que su ZEE se extiende hasta el

borde del casco continental. El campo de gas en litigio, llamado Chunxiao, está ubicado 4 kilómetros dentro del lado chino de la frontera ZEE indicada por Japón.

Legalmente, la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar permite que países costeros regulen la pesca y los recursos del fondo del mar en una zona económica que se extiende 200 millas náuticas, o 370 kilómetros, desde sus costas. Pero Beijing y Tokio, ambos adherentes a la Convención de 1996, no han podido acordar donde se ubica su frontera marítima. Las Naciones Unidas han indicado que para mayo del 2009 habrán dictaminado todos reclamos territoriales marítimos mundiales. En febrero del 2001, Japón y China únicamente acordaron darse avisos previos mutuos de dos meses sobre cualquier actividad de investigación científica marítima que fuera a realizarse en aguas que rodean a ambos países.

Por este motivo, China alega que el campo de gas Chunxiao no cruza la línea fronteriza y no lo haría aún si se aplicara el sistema de demarcación japonés porque aún así se encuentra 4 kilómetros dentro de la línea central aducida por Japón (a pesar que China jamás ha aceptado la legitimidad de la demarcación japonesa). Mientras tanto, el Japón dice tener el derecho a reclamar su parte si los recursos de la ZEE china cruzan la línea intermedia. El Japón le ha solicitado a China que le entregue los datos de la perforación experimental, aunque estos esfuerzos han sido en vano porque China decidió realizar la exploración por su cuenta, habiendo iniciado ya los trabajos.

China es el segundo consumidor de petróleo en el mundo, después de los Estados Unidos, y está apurado por desarrollar sus recursos naturales con el objeto de cubrir la rápidamente creciente demanda doméstica de energía a medida que la economía sigue creciendo. Se estima que desde el verano pasado China ha aumentado el desarrollo de sus yacimientos de gas en el Mar de la China Oriental. Este fue el período en que China sufrió una severa escasez de energía, especialmente de electricidad.

China aún muestra una enorme necesidad de poder eléctrico para el desarrollo de su industria pesada y el sector manufactura. Los expertos chinos estiman que la escasez de energía en el 2004 será tan severa como la del 2003. El centro comercial chino de Shanghai, luchando contra la escasez energética, tuvo que exigirle a sus dos principales fábricas de automóviles que cerraran su producción por más de una semana. La escasez energética seguirá hasta el 2006, según predicciones recientes del Consejo de Electricidad Chino.

Igualmente, durante el Congreso Nacional del Pueblo realizado en marzo, China mencionó la necesidad de desarrollar y proteger los recursos marinos como una de las prioridades del gobierno, subrayando el creciente sentido de crisis en el país sobre seguridad energética. El Instituto sobre Economía Energética del Japón (Institute of Energy Economics) también pronostica que el consumo de petróleo en China crecerá a 590 millones de toneladas para el 2020, de 220 millones de toneladas en el 2000, y que las importaciones de petróleo se dispararán a 450 millones de toneladas durante el mismo período, comparado con los 250 millones de toneladas del Japón.

Adicionalmente, se espera que China se convierta en un neto importador de gas natural hacia el año 2010, así como un neto importador de gasolina en este año. Según expertos, la dependencia china al petróleo de la región debe llegar a 50% en el año 2020, de 15% en el año 2000.

Más recientemente, durante el período enero-junio, según los últimos datos de la aduana china, las importaciones de combustible llegaron a 16,37 millones de toneladas, un gigantesco aumento de 53,5% con respecto al mismo período el año anterior. Por otro lado, el Japón, la segunda economía más grande del mundo, no tiene recursos naturales propios y depende del Medio Oriente para cubrir casi el 90% de sus necesidades energéticas con petróleo. Tokio espera desarrollar otras fuentes, y ha estado negociando su acceso a las reservas de gas natural y petróleo de Rusia e Irán, entre otros. Japón se encuentra compitiendo con China por un proyecto Ruso para extender al oleoducto de petróleo crudo de Siberia Oriental. Mientras que China ha propuesto extender el oleoducto continentalmente hasta Daqing, Japón está buscando extenderlo hacia Nakhodka, una ciudad portuaria frente al Mar de Japón.

PARA EL JAPÓN, LA ÚNICA OPCIÓN ES TRABAJAR DE MANERA CONJUNTA

Los expertos japoneses creen que Japón debe enfrentar la difícil encrucijada sobre cómo relacionarse con su vecino, quien está emergiendo como un glotón de energía. El problema es que el proyecto Chunxiao, que ha enervado a Tokio, también involucra a varios gigantes energéticos de los Estados Unidos y Europa y ya se encuentra en una etapa tan avanzada, que el bombeo y traslado de gas hacia China podría iniciarse tan pronto como el próximo año. Tampoco queda claro si Japón podría unirse al proyecto en una etapa tan tardía, aún si China aceptara la propuesta de explotación conjunta. Algunos escépticos dicen que China simplemente está haciendo tiempo al no entregarle al Japón datos sobre el proyecto.

China también ha estado operando naves de investigación dentro de la ZEE de Japón sin notificar previamente al gobierno japonés. Estas actividades han hecho que Japón se muestre cauteloso sobre la propuesta de Beijing para un desarrollo compartido. El Primer Ministro japonés, Hiroyuki Hosoda ha señalado que el gobierno japonés está planeando presentar una protesta más enérgica a Beijing sobre la constante presencia de las naves de investigación en la ZEE de Japón.

Pero también existen señales que los dos países están comenzando a moverse hacia una cooperación energética para encontrar posiciones complementarias. Por ejemplo, en el sector privado, la principal refinería de petróleo del Japón, Nippon Oil Corp., se ha asociado con PetroChina en el refinamiento y exportación de petróleo crudo. La asociación solucionará los problemas de ambos lados, la falta de capacidad de refinamiento en China, y el exceso de capacidad en el Japón.

De hecho, sobre el tema energético, Japón y China no tienen otra opción más que trabajar juntos, aunque se presenten fricciones ocasionales debido a temas históricos y disputas territoriales. Si el actual distanciamiento se mantiene, Japón podría aceptar la propuesta de un proyecto compartido presentada por China, aprovechando la oportunidad para extender la cooperación al desarrollo de recursos con China y para mejorar el clima de cooperación futura.

Los dos países definitivamente necesitan explorar las distintas formas de cooperación, en lugar de competir por los recursos energéticos en el Noreste Asiático, quienes en conjunto deberán importar alrededor del 70% de su petróleo del Medio Oriente en el año 2020.

Bajo estas circunstancias, sería más beneficioso para Japón y China que forjen una alianza en la negociación de precios en lugar de competir. Para las empresas japonesas del sector energético, China es un inmenso mercado lucrativo. Y para China, la tecnología japonesa para ahorrar energía y para la protección del medio ambiente debería ser sumamente atractiva.

Fuente: Asia Times Online. 27-07-04.

Kosuke Takahashi fue redactor del Asahi Shimbun y actualmente es corresponsal independiente, con sede en Tokio.

=====