

PETRÓLEO EN MALASIA 2002

1. PRODUCCION DE GAS NATURAL EN EL PAIS

Malasia contiene 81.7 trillones de pies cúbicos (Tcf) de reservas comprobadas de gas natural. La producción de gas natural ha incrementado en los años recientes, alcanzando 1.45 Tcf en 1999, de 1.37 Tcf en 1998. Se estimó al consumo de gas natural en 1999 en 0.67 Tcf, con las exportaciones Gas Natural Líquido (LNG) de 0.73 Tcf (en su mayor parte a Japón, Corea del Sur, y Taiwan). Las exportaciones cayeron levemente en 1998 como resultado de la crisis financiera asiática, pero empezaron a subir en 1999.

Una de las áreas más activas en Malasia para la exploración y desarrollo de gas es el Área Conjunta de Explotación Malaya-Tailandesa (Malaysia-Thailand Joint Development Area JDA), localizada en la parte baja del Golfo de Tailandia y gobernada por la Autoridad Conjunta Malaya-Tailandesa (MTJA). La MJTA fue establecida por ambos gobiernos para la exploración conjunta de la una vez disputada JDA. La JDA cubre los bloques A-18 y B- 17 hasta el C-19. Una sociedad 50:50 entre Petronas y Triton Energy Ltd. se encuentra desarrollando el bloque A-18, mientras la Autoridad Petrolera de Tailandia (PTT) y Petronas comparten también intereses iguales en los bloques restantes. PTT y Petronas anunciaron un acuerdo en noviembre de 1999 para proceder con el desarrollo de un gasoducto desde el JDA a la planta de procesamiento en Songkla, Tailandia, y una tubería que conecte las redes tailandesas y malayas. Malasia y Tailandia tomarán, cada una, la mitad del gas producido. El acuerdo se retrasó por incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda debido a la crisis financiera asiática. Ahora que el tema de una demanda adecuada ha sido superado, un nuevo problema ha surgido.

Varios residentes locales en el área de Songkla se oponen al proyecto, y han estado intentando conseguir que el gobierno tailandés altere la ruta del gasoducto y la ubicación de la planta de procesamiento. El tema aún se encuentra bajo discusión, y no se ha tomado decisión financiera alguna. Una posibilidad sería tener una tubería que corra directamente hacia Malasia.

El bloque A-18 es operado por la Carigali-Triton Operating Company (CTOC), un proyecto de joint venture entre Triton y Petronas. En diciembre de 1997, la MTJA aprobó un plan de desarrollo para el campo de gas de la CTOC Cakerawala, que será el primer campo de gas de la JDA en entrar a producción. En noviembre de 1999, la CTOC firmó un acuerdo de venta con Petronas y PTT, que le permitirá proceder con la explotación. La producción de gas de 390 Mmcf/d empezará a mediados del 2002.

Malasia se adjudicó aproximadamente el 17% de las exportaciones mundiales totales de Gas Licuado de Petróleo en 1999. Después de un breve descenso

relacionado con la crisis financiera asiática, la demanda por el Gas Natural Líquido (LNG) está nuevamente subiendo. Después de mucho retraso, Malasia procede con una expansión largamente planificada del complejo Bintulu de Gas Licuado de Petróleo en Sarawak. En febrero del 2000, Petronas firmó un contrato con un consorcio encabezado por Kellogg Brown y Root para la construcción de las instalaciones de MLNG Tiga, con dos trenes de de Gas Natural y una capacidad total de 7.6 millones de toneladas métricas (370 Bcf) por año. Las instalaciones completas de Bintulu se volverán entonces en el mayor centro para la licuación de Gas Natural en el mundo, con una capacidad total de 23 millones de toneladas métricas por año (1.1 Tcf).

El financiamiento para la instalación de MLNG Tiga se completó en abril del 2001, y se espera que empiece a operar en el 2003. Se han firmado cartas de intención para la producción de la planta MLNG de Tiga con varias utilidades japonesas. Aunque Malasia no es un proveedor mayoritario de Gas Natural Líquido de los Estados Unidos, cargamentos puntuales han sido contratados ocasionalmente por compradores americanos.

Adicional al Gas Natural Líquido, Malasia exporta diariamente 150 millones de pies cúbicos (Mmcf/d) a Singapur a través de un gasoducto. Sorpresivamente, Malasia también podría volverse un importador de gas de Indonesia. Petronas firmó un acuerdo en abril del 2001 con la compañía estatal Indonesia de petróleo y gas Pertamina para la importación de gas desde el campo offshore de Conoco West Natuna, ubicado en aguas indonesias. Este movimiento es visto como parte de una estrategia malaya para volverse un centro para la integración de gas natural en el sudeste asiático. Se ha programado las entregas una vez que se haya completado la construcción de la tubería en Agosto del 2002. El gasoducto se conectará a una tubería existente que va desde la costa al campo malayo offshore de Duyong, que ayudará a minimizar los costos de construcción.

a) ELECTRICIDAD

Malasia actualmente tiene 14 gigawatts (GW) de capacidad de generación de electricidad, de los cuales el 84% es térmica y el 16% es hidroeléctrica. En 1999, Malasia generó alrededor de 59 billones de kilovatios-hora de electricidad. El gobierno malayo espera que la demanda por la electricidad suba en más del 8% anual entre 2001-2005.

Se firmó un contrato en diciembre del 2000 entre una productora local de energía independiente malaya (IPP), GB3, y Alstom para que una unidad de generación adicional de 650-MW sea construida en el lugar de la Planta de Energía de Lumut. Siemens recibió contratos en diciembre del 2000 para dos plantas de generación de 710-MW, una en Teluk Gong para IPP Powertek, y la otra en Sepang, para la Malaysian Resources Corporation.

En 1994, el gobierno dio autorización para el masivo proyecto hidroeléctrico de 2.4-GW de Bakun en Sarawak. Habiendo programado su terminación para el

2002, se ha programado que la represa de Bakun envíe el 70% de la energía producida desde Sarawak a Kuala Lumpur a través de la construcción de 415 millas de líneas aéreas en Malasia del este, 400 millas de cables submarinos, y 280 millas de infraestructura de distribución en Malasia peninsular. Adicionalmente, los planes de expansión incluyeron una línea de alto voltaje al sur de Johor Baru y hacia el norte a Perlis, cerca de la frontera occidental tailandesa.

Una compañía local, Ekran, recibió un contrato clave para manejar el proyecto en enero de 1995. En 1996, el contrato de construcción se fue a la sueca Asea Brown Boveri (ABB).

Sin embargo, a inicios de septiembre de 1997, el gobierno malayo anunció que retrasaba el proyecto indefinidamente, citando un incremento inesperado en el costo de la represa debido a las dificultades económicas del país.

A mediados de 1999 el trabajo se resumió en los túneles de desviación del río, un componente mayoritario del proyecto, que será completado para finales del 2000. El gobierno malayo ha tomado control del proyecto y ha negociado acuerdos financieros con las compañías involucradas. El concepto de la línea submarina de transmisión ha sido abandonado, y el gobierno malayo explora la posibilidad de vender electricidad a Brunei e Indonesia. Mientras parecía posible que el proyecto vuelva a su capacidad de 2.400 MW, el gobierno malayo anunció en febrero del 2001 que había decidido completar el proyecto en su escala original.

Malasia evalúa reformas a su sector energético para volverlo más competitivo y bajar los costos. Actualmente, tres empresas públicas controlan la generación y distribución de energía en Malasia. El mercado fue abierto para productores energéticos individuales (independent power producers - IPPs) en 1994, y se otorgó la licencia a 15 IPP's.

En hallazgos recientes, la Tenaga Nasional Bhd, la empresa de propiedad estatal más importante, empezó en 1999 a acaparar lo de algunas de sus unidades de generación de energía. Eventualmente Malasia espera lograr un mercado energético completamente competitivo, con una generación, transmisión y distribución independientes, pero la reforma aún se encuentra en un estado temprano y el proceso exacto de la transición a un mercado competitivo aún no ha sido decidido. El asunto aún se encuentra bajo estudio, y varios observadores han aconsejado prudencia a la luz de experiencias de otros sistemas de empresas desregulados.

Fuente: RESISTENCIA Número 24 .-BOLETÍN DE LA RED OILWATCH.- Enero 2002

2. EXXON SE UNIRA A LA SOCIEDAD DE LA TUBERÍA DE MALASIA

La malaya Petronas Dagangan y la Shell Malaysia Trading, parte del grupo Shell, han acordado reinvertir el 10% de sus intereses en un proyecto de un oleoducto malayo y una terminal de distribución para Esso Malaysia. Petronas Dagangan, el brazo minorista de la firma petrolera estatal Petronas, sostuvo en una declaración que Esso Malaya, parte de Exxon Mobil, compraría la inversión del 20% en el proyecto por 120 mm ringgit.

El proyecto, que comprende un sistema de oleoductos de 125.8 Km y una terminal de distribución tierra adentro, fue ordenado en 1997. El oleoducto va desde la refinería de Petronas en Malacca y la refinería Shell en Port Dickson al Aeropuerto Internacional de Kuala Lumpur, y una terminal de distribución cerca de Kuala Lumpur. La Petronas Dagangan y Shell tendrían, cada una, la posesión de un 40% en el proyecto luego de la reinversión propuesta.

Esso, siguiendo un acuerdo para una tercera parte firmado en junio de 1998, también usa la tubería para transportar combustible de aeronaves desde su refinería en Port Dickson al aeropuerto, decía la declaración. Esso ha empezado un reconocido ejercicio de diligencia y las partes estaban actualmente discutiendo los términos y condiciones de la participación de Esso en el proyecto, decía.

Fuente: RESISTENCIA Número 27 .-BOLETÍN DE LA RED OILWATCH.- Abril 2002

3. GASODUCTO TRANS-ASIÁTICO (TAGP Trans-Asean Gas Pipeline)

Se ha dado un significativo incremento en el número de gasoductos en ASEAN, con el total de tuberías construidas de alrededor de 15.565 Km. mientras 7.000 km más de tubería están en la etapa de planificación. El consumo doméstico de ASEAN de gas natural llegó a 42 millones de toneladas de su equivalente en petróleo, de lo que el 71% se utilizó para generar electricidad.

Las cabezas de estado de ASEAN adoptaron la Visión ASEAN 2020 en la 2da Cumbre Informal de ASEAN que tuvo lugar en Kuala Lumpur el 15 de diciembre de 1997. La declaración hacía un llamado a la cooperación para “establecer arreglos interconectados para la electricidad y gas natural al interior de ASEAN a través de la red energética ASEAN y un gasoducto trans-ASEAN” (TAGP). En 1998, el Plan de Acción Hanoi acordó el establecimiento de un marco de referencia de políticas para el 2004 para implementar una Red Energética Trans-ASEAN que comprenda la Red Energética ASEAN y los proyectos TAGP. En 1999 la décimo séptima Reunión de Ministros de Energía aprobó el plan de acción

TAGP, que también fue incorporado al “Plan ASEAN de Acción sobre Cooperación Energética” (1999-2004)”.

El Consejo de Petróleo en ASEAN (ASCOPE) desarrolla un plan de implementación, y se ha conformado en cuatro Grupos de Trabajo de Exportación para examinar los diferentes aspectos del proyecto.

Los grupos examinarán:

- “el mercado regional de gas/energía, reservas, balance oferta/demanda” (liderado por la indonesia Pertamina),
- “análisis técnicos; programación; y rutas de red energética y gasoducto” (liderado por la malaya Petronas),
- “plausibilidad económica y facturación de energía/gas” (liderado por la tailandesa PTT), “Marco de referencia del manejo institucional, legal, financiero/comercial, técnico, HSE (sic)” (liderado por la filipina PNOC).

La décimo novena Reunión de Ministros de Energía de ASEAN acordó desarrollar un Memorándum de Entendimiento TAGP el 5 de julio en Brunei.

Por otro lado, APEC, en sociedad con el Consejo de Cooperación Económica del Pacífico (PECC) del sector privado, completó una “Iniciativa de Infraestructura de Gas Natural de APEC” de un año de duración que desarrollo recomendaciones de políticas para los ministros regionales de energía para acelerar la inversión en gas natural. Los 18 ministros de la APEC endosaron las recomendaciones de la iniciativa en su tercera reunión ministerial en Okinawa, Japón el 9 y 10 de octubre, 1998. El Consejo de Sesoría de Negocios de APEC (ABAC), y la Partnership para el Crecimiento Equitativo (PEG) recomendaron que la APEC considere la iniciativa de gas natural con conjuntamente con el proyecto “Asian Gas Grid” (AGG – Red de Gas Asiática). La AGG de APEC propone la construcción de una tubería de gran diámetro fuera de la costa conectando las redes de gas propuestas con las ya existentes (como el TAGP) con los grandes centros de demanda en China y Taiwan.

La primera tubería transfronteriza de ASEAN entrega 150 millones de pies cúbicos standard por día (scf/d) de Malasia a Singapur. La tubería Yadana (Birmania) – Ratchaburi (Tailandia), finalizada en 1999, y la tubería Yetagun (Birmania) – Ratchaburi terminada en 2000 siguieron la tubería Malasia – Singapur.

Indonesia firmó o implementó tres acuerdos en el 2001 para transportar por tubería a través de fronteras nacionales: la primera entrega de gas de enero desde West Natuna a la SembCorp Gas Pte Ltd. de Singapur; y la firma en marzo de un contrato para entregar gas de West Natuna a las instalaciones marinas Duyong, de la malaya Petronas. En el horizonte hay proyectos de entregar gas a Malasia y Tailandia del Area de Desarrollo Conjunto Malasia – Tailandia (JDA).

La TAGP requerirá conexiones transfronterizas que requieren la armonización de marcos legales y de regulación nacionales, así como los horarios de facturación de gas. Estándares legales comunes para el diseño y construcción, operación y mantenimiento, seguridad, etc. también son necesarios.

a) El Caso de Indonesia

Planes de Red de Gas: la compañía estatal indonesia Perusahaan Gas Negara (PGN) ha desarrollado un plan, el Sistema de Transmisión Integrada (ITS), para eventualmente conectar las islas de Sumatra, Java y Kalimantan a través de un gasoducto integrado de 3.588 Km. Los cuatro elementos del sistema de tubería (de los que solamente uno está parcialmente completado) son:

- el gasoducto Grissik / Duri que conecta el sur de Sumatra con partes del norte,
- el gasoducto South Sumatra / West Java, que comprende tres gasoductos separados
- el gasoducto Samarinda (Kalimantan Oriental) – Surabaya (East Java), el más ambicioso de 1.100 kilómetros, y
- el gasoducto Este – Oeste de Java

Cuadro No. 1 Proyectos de Gasoductos ya identificados o planeados son los siguientes

CONECCIONES DE TUBERIA	COMIENZO DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DETALLADO	INICIO	AÑO PROBABLE DE OPERACIÓN
1.Duri, Indonesia – Melaka, Malaysia	2000	2002/03	2005
2.W. Natuna, Indonesia – Duyong, Malaysia	2000	2001	2002/03
3.E. Natuna, Indonesia JDA – Erawan, Thailand	2001	2005	2012
4.E.Natuna-W.Natuna, Indonesia Kerteh, Malaysia	2001	2003	2010
5.E.Natuna-W.Natuna, Indonesia Singapore	2001	2003	2010
6.E.Natuna, Indonesia – Sabah, Malaysia Palawan-Luzon, Phillipines	2005	2008	2015
7.Malaysia-Thailand JDA Block B	2005	2009	2016
8.Pauh, Malaysia – Arun, Sumatra Indonesia	2001	2005	2010

Fuente: 2000, ASEAN Centre for Energy U.S. Embassy Jakarta Home Page

Fuente: RESISTENCIA Número 30 .-BOLETÍN DE LA RED OILWATCH.- Julio 2002