

# PETRÓLEO EN MALASIA 2001

## 1. INDICE DE RENTA SOBRE COSTO EN LA PRODUCCION PETROLERA

La iniciativa de Malasia en 1997 para actualizar los términos del contrato de producción-participación (PSC) de acuerdo con las condiciones actuales del mercado dio fruto el año pasado, con algunos nuevos contratos PSC. Hay un gran número de nuevas compañías tales como Amerda Hess, Santa Fe, Petrolera YPF y Petroleos Murphy, todas nuevas para exploración en el país.

Empezando la era PSC en 1985, Malasia ha continuado con la estrategia de mantener un área grande bajo contrato de exploración. Según las condiciones del mercado han evolucionado, las compañías han firmado por bloques bajo los términos de PSC de 1985 encontrando que Petronas estaba deseando discutir un arreglo satisfactorio mutuo que podría permitir a las compañías extender su periodo de exploración mas allá de la fecha previamente establecida.

Sin embargo, en 1997, cambios más sustanciales fueron necesarios. Petronas, predijo que para finales de ese año, la mayoría de los PSCs 1985 podrían expirar y solo alrededor de un 19% del área de exploración de Malasia podría permanecer bajo el PSC.

Petronas vio la inversión de exploración como una parte critica en la cadena de negocios E&P. En un informe de datos que apoyaba la iniciativa de 1997, Petronas señala que sin nuevas inversiones de exploración, no habría nuevos descubrimientos y por lo tanto no habría desarrollo ni otras inversiones. Esto podría afectar contrariamente a toda la industria en Malasia, incluyendo el servicio y apoyo a sectores, indicó la compañía.

La nueva iniciativa es conocida como el índice de Rentas sobre Costo (R/C) y esta diseñada para proveer réditos equitativos que compensen los riesgos incrementados y los costos así como disminuir la prospectividad, para incrementar el desarrollo de reservas pequeñas, promover la efectividad del costo y crear incentivos para la reinversión, dando a los inversionistas en el sector de E&P una gran ganancia en sus inversiones a largo plazo.

La formula R/C es un régimen fiscal progresivo basado en ganancias. El régimen se ajusta con respecto al cambio de ambiente y esta enfocado a dar reembolsos justos a los contratos de produccion-participacion. El principio básico del R/C es permitir a los contratistas tener una gran participación de rentas del proyecto cuando sus ganancias sean bajas y a Petronas incrementar progresivamente sus réditos según se incrementen las ganancias del contratista.

### **a) Cargali/EPMI Gas PSC**

Petronas tiene una nueva relación a largo plazo con Esso Producción Malasia Inc. (EPMI). Bajo los términos del PSC, EPMI renuncia a los campos de gas no desarrollados sobrantes y que fueron descubiertos bajo el PSC 1996 a Petronas.

Trece de los campos sobrantes, junto con nueve campos de gas de Petronas del PM-9 y PCS 1995, fueron entonces incluidos en el nuevo PSC. Las reservas de gas estimadas en los 22 campos tienen alrededor de 12.6tcf. Carigali y EPMI tienen ganancias iguales en el PSC. El primer gas producido por el proyecto esta calculado para el 2002.

Los contratistas suplirán sobre los 1,300 Mmscfd de gas al proyecto de Utilización de Gas Peninsular (PGU) hasta el año 2027. EPMI operara los campos de producción alrededor de Jerneh y Lawit, mientras que Carigali operara el nuevo campo de Angsi y cerca de sus facilidades. Un oleoducto de 160 Km. Será instalado desde Angsi hasta las plantas de procesamiento de gas de Petronas en Ertih, Terengganu. La inversión total comprometida por los contratistas esta estimada en RM 16 billones.

El nuevo acuerdo PSC también compromete a Carigali y a EPMI a perforar dos pozos antes del 31 de julio de 1999 para confirmar o determinar la cantidad, la calidad y otros atributos de las reservas de gas natural con el propósito de determinar su posible utilización. Ningún otro compromiso de exploración esta incluido bajo este PSC.

EPMI también extendió su compromiso de exploración sobre el Bloque B Deepwater durante el año. EPMI ha sido contratada por Mobil como operador del bloque.

Los dos bloques fueron totalmente abandonados, el bloque SK-3 de Occidental el 21 de octubre de 1998 y Hall Houston fue retirada del bloque SB-4. El descubrimiento más significativo por Sarawak Shell anunciado en el Kamunsu del Este - 1 pozo encontró gas en el bloque Deepwater G. Este es el primer descubrimiento significativo en los bloques de agua profunda de Malasia.

Petróleo Lundin y sus socios estuvieron activos en el PM 3 del Area del Acuerdo Comercial Vietnam Malasia. Petróleo Lundin perforo dos pozos, Bunga Manggar 1 y Bunga Pakma Norte 1.

Bunga Manggar 1 confirmo la extensión oeste-norte del canal H4 descubierto por el pozo Seroja 1 en 1997. A pesar de que el H4 era agua mojada en el sitio de Bunga Manggar y Petronas no indicó eso como un descubrimiento – Petróleo Lundin indicó que ha probado una columna de gas total de aproximadamente 1000ft basado en los datos de presión. El pozo, perforado a 10Km del Seroja 1, encontró el H4 a 670ft de profundidad.

Bunga Pakma Norte 1, perforado a una profundidad total de 10.781ft encontró 12 reservorios que transportaban hidrocarburo significativamente comercial con un total de densidad neta de 400ft. Las pruebas de producción para cuatro arenales representativos de las secuencias J, K y L rindieron una tasa de flujo máxima de 111 Mmscfd de gas y 2036b/d condensado.

Petróleo Lundin estuvo perforando pozos de desarrollo durante el año completando cinco y seis pozos en el campo de Bunga Pakma. La producción dio alrededor de 12,000b/d de crudo hasta un FPSO.

Fase II de desarrollo, la cual puede incrementar la producción a 40.000b/d de crudo y 250 Mmscfd de gas, estuvo originalmente hecha para continuar hasta Diciembre del 2000. Sin embargo, el desarrollo fue suspendido debido al bajo precio actual del crudo.

Petronas esta promoviendo activamente bloques onshore en Sarawak y Sabah para nuevos PSCs.

---

**Fuente:** RESISTENCIA Número 13.-BOLETÍN DE LA RED OILWATCH.- Febrero 2001

## 2. PRODUCCION PETROLERA SE REACTIVA EN MALASIA

Malasia se encuentra actualmente en su tercer año de crecimiento económico después de una profunda recesión causada por la crisis financiera asiática de 1997-98. Después de una disminución del 7.5% en el verdadero Producto Interno Bruto (PIB) en 1998, Malasia experimentó un verdadero crecimiento del PIB de 5.6% en 1999 y 7.5% en el 2000.

El debilitamiento de la demanda de las exportaciones malayas, asociado con el entecimiento económico en los Estados Unidos, sin embargo se espera debilitarán el crecimiento real del GDP a 5.6% en el 2001.

Las importaciones de bienes capitales han ido en aumento, lo que podría disminuir el actual saldo a favor del país. El sistema financiero de Malasia se ha estabilizado, después de haber estado amenazado por una gran proporción de préstamos que no producían durante la crisis financiera.

Malasia tiene reservas probadas de crudo de 3.900 Millones de barriles, de 4.300 Millones de barriles en 1996. A pesar de esta tendencia hacia la disminución de reservas de crudo (debido a la ausencia de grandes hallazgos en los años recientes), la producción malaya de crudo ha sido estable en los últimos años, con cifras mensuales de producción que fluctúan entre los 660.000 barriles por día

(bbl/d) y 730.000 bbl/d entre 1996 y principios del 2001. En el 2000 la producción de crudo promedió 690.000 bbl/d.

Después de una pausa durante la crisis financiera Asiática, el consumo doméstico de petróleo de Malasia crece nuevamente.

Como resultado de la disminución de las reservas de crudo, Petronas, la compañía estatal de petróleo y gas se ha embarcado en una estrategia internacional de exploración y producción. Actualmente, Petronas ha invertido en proyectos de exploración y producción en Siria, Turkmenistán, Irán, Paquistán, China, Vietnam, Birmania, Argelia, Libia, Túnez, Sudán, y Angola. Las operaciones a través del océano ahora equivalen a un tercio de las ganancias de Petronas. En el 2000 Malasia exportó la mayor parte de su crudo a mercados en Japón, Tailandia, Corea del Sur, y Singapur.

La producción doméstica de Malasia ocurre offshore y mayormente cerca de Malasia peninsular. La mayoría de los campos petroleros del país contienen crudo de alta calidad bajo en azufre, gravitando en el rango de 35°-50° API. Más de la mitad de la producción nacional de petróleo proviene del campo Tapis, que contiene crudo de 44° API con un bajo contenido de azufre. La Esso Production Malaysia Inc. (EPMI), afiliada de la ExxonMobil Corporation, es la mayor productora de crudo en Malasia Peninsular, acreditándose casi la mitad de la producción malaya de crudo. EPMI opera siete campos cerca de la península, y un tercio de su producción viene del campo Seligi. La plataforma Seligi-F, con sus 28 pozos, es el satélite más nuevo del campo Seligi, localizado a 165 millas fuera de la costa de Terengganu, Malasia Peninsular.

Construida a un costo de \$155 millones, Seligi-F es la séptima plataforma de producción del campo Seligi. La plataforma entró en producción en marzo de 1998 y se espera que produzca un promedio anual de 21.000 bbl/d. EPMI mantiene un interés del 78% en el proyecto con Petronas Carigali que mantiene el restante 22%. Adicionalmente EPMI empezó a perforar la plataforma cercana de Raya-A en el segundo cuarto de 1998. EPMI ha invertido \$96 millones en seis pozos, y mantiene un 80% de interés con Petronas Carigali manteniendo el 20% restante.

Otras explotaciones, la Sabah Shell Petroleum Company, unidad de la Royal Dutch/Shell Group, elevó su producción en el campo Kinabalu a 36.000 bbl/d, así como 28 millones de pies cúbicos diarios (Mmcf/d) de gas. La producción en el campo Kinabalu, localizado en el bloque SB-1 a 34 millas de la costa de Labuan, Sabah en Malasia del este, empezó en diciembre de 1997. Se espera que el pico de producción alcance los 40.000 bbl/d de crudo y 30 Mmcf/d de gas. Como operadora del bloque SB-1, Shell mantiene el 80% de acciones en el bloque, con Petronas que posee el 20%. En febrero de 1998, Amerada Hess firmó dos contratos de producción conjunta por cinco años (PSCs) con Petronas por los bloques PM304 y SK306. Los PCS comprometen a Ameranda a ejecutar actividades e exploración por \$24.9 millones en ambos bloques. Un pozo fue reportado en el bloque PM304 en abril del 2001, pero aún se encuentra bajo

evaluación y no se ha anunciado un estimado de las reservas. Bajo los PSC Amerada mantiene el 70% de acciones en PM304, Terenaggu offshore, y el 80% en SK306, Sarawak offshore, con Petronas manteniendo las acciones restantes en ambos bloques.

En febrero del 2000, la sueca Lundin Oil anunció que había firmado un acuerdo de venta con Petronas y PetroVietnam que le permitiría proceder con la explotación de su proyecto, largamente retrasado, Bunga Kekwa. La producción se detuvo en 18.000 bbl/d en abril del 2001, y se espera que incremente a un volumen de 40.000 bbl/d cuando se complete su desarrollo en el 2003. Lundin Oil es la operadora del campo, y Petronas y PetroVietnam mantienen acciones iguales en el proyecto. A Lundin Oil también le fue otorgado el bloque PM305 en noviembre de 2000. Lundin tendrá una participación del 60%, con el restante 40% de propiedad de Petronas.

### ***a) Refinamiento y Procesamiento***

Malasia tiene seis refinerías, con una capacidad total de procesamiento de 513.600 bbl/d. Las tres más grandes son la refinería Shell Port Dickson, de una capacidad diaria de 155.000 bbl/d, y las refinerías Melaka-I y Melaka-II de Petronas, cada una con una capacidad de 95.000 bbl/d.

La segunda fase del complejo de refinamiento de Melaka, de \$ 1.400 Millones USD y de 200.000-bbl/d, localizado aproximadamente a 90 millas al Sur de Kuala Lumpur, empezó sus operaciones en Agosto de 1998. La segunda fase de Melaka-I, de 100.000 bbl/d, es un contrato a riesgo compartido entre Petronas (45%), Conoco (40%), y Statoil (15%). Esta segunda refinería contiene una unidad de destilación al vacío de 62.000 bbl/d, un cracker catalítico de 26.000 bbl/d, y hidrocracker de 28.500 bbl/d, una unidad de desulfurización de 35.000 bbl/d, y un coker de 21.000 bbl/d. Uno de los propósitos principales de esta refinería es proveer gasolina a las estaciones de servicio de Conoco en Tailandia, y una nueva línea de estaciones planificadas para Malasia. La primera fase de la refinería de Melaka fue terminada a mediados de 1994, y consistió en una unidad de destilación de 100.000 bbl/d, que es de propiedad de Petronas y procesa el crudo de Tapis.

Petronas, en un joint venture con Conoco empezó la construcción de una planta de lubricantes de 7.500 bbl/d en Melaka en 1998. Petronas y sus socias empezaron la construcción de la planta de \$ 250 Millones USD en marzo de 1998, y está programada para entrar en funcionamiento en el 2002.

En otras actividades de procesamiento, Petronas firmó un contrato de riesgo compartido con Union Carbide Company, en abril de 1998, para construir un complejo petroquímico en Kertih en la costa este de Malasia Peninsular. Se estima que la construcción del complejo costará entre \$3.000 y \$4.000 Millones USD e involucrará tres proyectos separados. El centro del contrato de joint venture es una unidad cracker de lubricantes con una capacidad de producción anual de 600.000

toneladas métricas de Etileno y 85.000 toneladas métricas de Propileno. Petronas mantendrá sus acciones por 76% y Union Carbide el 24% en esta unidad, que se espera esté completa para la primera parte del 2001. Ambas compañías mantendrán partes iguales en la planta de oxido etileno / glicol etileno con una capacidad anual de 320.000 toneladas métricas y la planta multi-unit de derivados. La planta de derivados producirá aminas y etiloxatos, éteres glicólicos, acetato de butilo, y butanol.

---

**Fuente:** RESISTENCIA Número 23 .-BOLETÍN DE LA RED OILWATCH.-  
Diciembre 2001