



Los Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de México y Brasil en el Preámbulo de la Licitación en Aguas Profundas del Golfo de México

México ofrece a las EPI un amplio abanico de opciones, y en el caso particular de las licitaciones 3 y 4 de la Ronda 1, les otorga la facilidad de las licencias

Aunque se esperaba que la reforma energética de 2013-2014 otorgara a PEMEX mayor autonomía financiera y administrativa, en la práctica su tendencia ha sido hacia la compactación y fragmentación de la Empresa Productiva del Estado (EPE), en menoscabo de su capacidad de competir con las Empresas Petroleras Internacionales (EPI), a las que se busca poner en igualdad de condiciones, pues de lo que se trata es de crear mercados competitivos. Detrás de ello está, evidentemente, la desintegración del monopolio que existió entre 1938 y 2014 y que el gobierno mexicano considera nocivo para la atracción de al menos una parte de los 50 mil millones de dólares anuales de inversión extranjera que los funcionarios de la Secretaría de Energía (Sener) y los asesores del presidente de la República llegaron a sugerir durante las discusiones previas al decreto de reforma.

Lo anterior, no sucede con las empresas petroleras de participación estatal mayoritaria que el mismo gobierno había tomado como ejemplo antes de la reforma para convencer a

la población de las bondades de su proyecto, particularmente Statoil de Noruega, Petrobras de Brasil y Ecopetrol de Colombia. Para poner un ejemplo concreto, el gobierno brasileño lo más que ofrece a las EPI son contratos de producción compartida para la exploración y explotación de sus dos enormes cuencas marinas, Campos y el Presal; es decir que las licencias o concesiones están vedadas.

En el caso particular del campo de Libra, ubicado en el Presal, establece, además del requisito de producción compartida, que la empresa operadora del proyecto sea Petrobras. Esta restricción no fue suficiente para

Las utilidades para el Estado mexicano en la ronda 1.4 serán las más bajas de las tres licitaciones hasta ahora realizadas

CUADRO 1. MODELOS CONTRACTUALES ESTADO-EMPRESAS PRIVADAS EN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS, DE ACUERDO A LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2013-2014	
TIPO DE CONTRATO	CONTRAPRESTACIÓN
Prestación de servicios	En efectivo
Utilidad compartida	% de la utilidad
Producción compartida	% de la producción
Licencias*	Transmisión onerosa del producto obtenido**
Cualquier combinación	Congruente con la combinación

* Durante las discusiones sobre la reforma un ex director de PEMEX propuso usar el término licencias en vez de concesiones ya que, a pesar de ser equivalentes, el segundo rememora el Decreto de Nacionalización de la Industria Petrolera del Presidente Cárdenas, legalmente consignado en el artículo 27 constitucional.

** Internacionalmente, los impuestos a contraprestaciones onerosas se aplican, entre otros casos, a transmisiones de tipo patrimonial o de bienes de personas físicas o morales, así como a la constitución de concesiones administrativas otorgadas por entes públicos. En este caso, las empresas concesionarias quedan exentas de ciertos impuestos que bajo otras circunstancias deberían pagar.

Fuente: Elaboración propia con base en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (DOF, 2014).

que dejaran de participar en la licitación de dicho campo en 2013, un número considerable de empresas nacionales y extranje-

ras. Finalmente, China National Corporation (CNPC) se adjudicó 10 por ciento del proyecto; China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) otro 10 por ciento; la francesa Total, 20 por ciento; la anglo-holandesa Shell, otro 20 por ciento, y el restante 40 por ciento, Petrobras. Dicho consorcio se comprometió a entregar al Estado brasileño 41.65 por ciento del petróleo excedente, nivel mínimo requerido por el gobierno de la entonces presidenta Dilma Russeff.

Por el contrario, México ofrece a las EPI un amplio abanico de opciones, como evidencia el Cuadro 1, y en el caso particular de las licitaciones 3 y 4 de la Ronda 1, celebrada la primera en diciembre de 2015, la cual se refiere a pozos maduros en tierra firme, y la segunda a celebrarse en diciembre de 2016, referida a recursos en aguas profundas del Golfo de México correspondientes a Cinturón Plegado Perdido y a la Cuenca Salinas, así como a crudos extrapesados de las costas de Campeche, les otorga la facilidad de las licencias.

A lo anterior se deben agregar las modificaciones que después del fracaso de la Ronda 1.1 hizo la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), junto con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) a los contratos con las empresas petroleras, en que se incluyen 11 aspectos:

1. Información ex ante sobre la utilidad mínima que el Estado solicitaría por cada bloque previo el proceso de licitación (se estableció entre 30 y 35 por ciento para los cinco bloques para el caso de la licitación 1.2)
2. Reducción de los umbrales con que se calculan las contraprestaciones
3. Flexibilización de las condiciones para la presentación de garantías
4. Cumplimiento del programa mínimo de trabajo y obligaciones (se bajó a cero)
5. Información de antemano sobre el monto de cobertura de los seguros requeridos
6. Flexibilización en los criterios para determinar eventual culpa y dolo del contratista
7. Designación del Tribunal de la Haya como árbitro en caso de diferencias
8. Condicionamiento de la transferencia de la propiedad de los bienes muebles del contratista al Estado sólo si aquél ya ha recuperado sus inversiones
9. Facultades para que un operador participe en las licitaciones de manera individual por un bloque y en consorcio por otro
10. Capacidad de un consorcio para reajustarse, durante el proceso de licitación, sustituyendo por ejemplo a un operador que decide salir del proceso
11. Extensión de uno (caso de PEMEX en el pasado) a tres años para que los operadores cuantifiquen y certifiquen sus reservas de hidrocarburos



Gracias a esto, las licitaciones 1.2 y 1.3 fueron mucho más favorables para el gobierno mexicano: en la primera, de producción compartida, se tuvo un éxito de asignación de 60 por ciento, y en la segunda, de licencia, ascendió a 100 por ciento, con participaciones de utilidades ofrecidas al Estado por los ganadores de entre 66 por ciento y 85 por ciento para la primera y de entre 20.08 por ciento y 86 por ciento, con un promedio para las 25 áreas de 58 por ciento, para la segunda.

Es evidente que, para que la licitación 1.4 sea un éxito, habrá que esperar nuevas sorpresas derivadas del cabildeo de las EPI previo a la apertura de ofertas, el 5 de diciembre de 2016. Dados los altos costos de exploración, explotación y desarrollo de los proyectos, y el hecho de que los tramos marinos que se van a licitar sólo contienen recursos prospectivos, las utilidades para el Estado serán las

PEMEX no tiene muchas posibilidades, a diferencia de lo que hizo Petrobras con Libra, de levantarse como operador en un proyecto significativo

más bajas de las tres licitaciones hasta ahora llevadas a cabo; sin embargo las EPI tendrán al menos dos ventajas respecto a otros países e incluso respecto a las tres licitaciones anteriores de México:

- En primer lugar, PEMEX no tiene muchas posibilidades, a diferencia de lo que hizo Petrobras con Libra, de levantarse como operador en un proyecto significativo; a lo sumo, como ya anunció con el campo de

Internet Satelital en proyectos de Energía Renovable, Oleoductos y Gasoductos.



Conozca cómo un servicio de Conectividad Satelital cubre sus necesidades de monitoreo en sus operaciones:

- Mantener una **comunicación segura** y reportar avances en el desarrollo del proyecto.
- Tomar decisiones inmediatas para evitar contingencias o **impactos ambientales**.
- Monitorear de manera remota, en tiempo real, el funcionamiento y estado de los equipos de Plantas Solares.
- Monitorear el **funcionamiento, desempeño y producto en los ductos**, como: Temperatura, presión, volúmenes, alarmas, entre otros.
- **Abrir y administrar las válvulas** desde un Centro de Control, con base al monitoreo remoto.

Con **GlobalSat** el servicio de **Monitoreo** a través del **enlace satelital**, es nuestra especialidad en este Sector. Somos un medio de comunicación **confiable y seguro**, que le brinda la **información en tiempo real**.

Apoyamos a CFE en la interconexión para el monitoreo de los proyectos de Energía renovable en el país.



Certificados por la norma ISO 9001:2008
Alcance y vigencia en nuestra página web

Llámenos y pregunte por la Promoción Petroquimex-GlobalSat.



El gobierno brasileño lo más que ofrece a las EPI son contratos de producción compartida para sus dos enormes cuencas marinas, Campos y el Presal.



Trión, el cual tiene los mismos recursos tanto de gas como de petróleo y se ubica en Cinturón Plegado Perdido, se asociará con una o más EPI con suficientes capacidades tecnológicas y financieras (se mencionan Chevron, Exxon Mobil y Statoil, cuya proclividad a dejar que otros sean operadores se ve remota).

- En segundo lugar, el gobierno les ofrece contratos licencia con un horizonte de 35 años de exploración-explotación, lo cual les da un poder y una perspectiva extraordinarios; no les exige iniciar inmediatamente los trabajos, ni obtener resultados con prontitud, pues las reservas las deberán dar a conocer cada tres años, y el contenido

nacional de sus inversiones será en el primer año, de apenas 25 por ciento, ascendiendo progresivamente hasta llegar a 35 por ciento. Esto no tiene semejanza ni siquiera con el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), aun reconociendo que éste se refiere a contenido regional.

El 24 de agosto de 2016 la CNH informó que habían preclasificado 26 empresas para la licitación 1.4, entre ellas Atlantic Rim, BHP Billiton, Chevron, China OffShore Oil Corporation, ENI, ExxonMobil, Hess México, Mitsubishi, Mitsui, Lukoil, ONGC Videsh, Ophir Mexico, PC Carigali, PetroCanadá, PEMEX Exploración y Producción (PEP), Petrobras, Repsol, Shell, Sierra Offshore Exploration, Statoil y Total. Del grupo total, 16 se inscribieron como operadoras, incluyendo PEP. Esto augura una puja muy reñida el 5 de diciembre. Empero, los beneficios que se deriven ya no los podrá capitalizar la administración actual, dado el largo plazo de los proyectos y los compromisos de producción que tienen las operadoras en otras partes del mundo, donde los costos de producción son más bajos y reditúan beneficios a pesar del nivel en que se encuentran los precios internacionales del crudo.

Las licitaciones 1.2 y 1.3 fueron mucho más favorables para el gobierno mexicano: en la primera, se tuvo un éxito de asignación de 60%, y en la segunda ascendió a 100%.

