

NOTA INFORMATIVA

notacefp / 006 / 2012

7 de febrero de 2012

Origen y Aplicación de Contratos Incentivados.

La presente nota hace un recuento de la situación actual que guardan los contratos incentivados que en fechas recientes ha puesto en marcha Pemex y que en su primera etapa se han aplicado a la producción proveniente de campos maduros.

En diversas ocasiones, el director general de Pemex y las autoridades de la SHCP han señalado que la paraestatal necesita de cuantiosas inversiones. Más aún, advierten que la empresa estatal requiere de inversión privada para impulsar el crecimiento de la industria petrolera en México, principalmente en aguas profundas del Golfo de México, en Chicontepec y en campos maduros. Con estos últimos ha comenzado la aplicación de contratos integrales por parte de Pemex.

Hoy en día es posible contar con inversión privada en el sector petrolero que por muchos años se mantuvo hermético. Lo anterior es posible derivado de la entrada en operación de los Contratos Integrales Exploración y Producción (contratos incentivados) que la paraestatal ha comenzado a otorgar y de los cuales, se han realizado un par de licitaciones.

Estos contratos están sustentados en la Ley de Petróleos Mexicanos¹ que considera la

posibilidad de celebrar contratos que ofrezcan incentivos o compensaciones adicionales a los contratistas que tengan mejores resultados, mediante la incorporación de tecnología de punta, incrementos en eficiencia o reducción de costos, entre otros factores.

De acuerdo con información de Pemex², la finalidad de los Contratos Integrales es contribuir a la generación de valor y permitir incrementar la capacidad de ejecución, a través de esquemas rentables y competitivos.

PRIMERA RONDA DE CONTRATOS. Campos Maduros Zona Sur.

En marzo de 2011 comenzó la implementación de los Contratos Integrales en tres áreas de campos maduros en la Región Sur (Magallanes, Santuario y Carrizo), ubicadas en el Estado de Tabasco. Estas áreas abarcan una superficie aproximada de 312 km², en los cuales se estima una reserva total (3P)³ de 207 millones de barriles de petróleo crudo equivalente⁴ y

² Pemex, Contratos Integrales de Exploración y Producción. Acerca de contratos integrales EP. Consultado el 30 de enero de 2010.

³ Se refiere a la suma de las reservas probadas, las reservas probables y las reservas posibles.

⁴ El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, condensados, líquidos en planta y gas seco equivalente a líquido en términos de poder calorífico. El factor de equivalencia utilizado en Pemex es de 5.2 millares de pies cúbicos de gas por un barril de crudo equivalente. Este factor de equivalencia fue

¹ Publicada en el Diario Oficial de la Federación del 28 de noviembre de 2008.

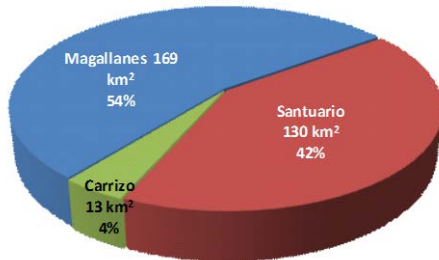
una producción de alrededor de 14 mil barriles diarios (mbd).

De acuerdo con información de Pemex, para la selección de estas áreas se consideraron criterios como el valor económico, el monto de las reservas, la disponibilidad y calidad de la información técnica y la ubicación de las zonas a perforar de cada uno de los campos.

Pemex estima que las áreas comprendidas en esta ronda de contratos cuentan con una reserva total de 195 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto corresponde al 8.7% del volumen original de hidrocarburos de estas zonas (2 mil 247 millones de barriles de petróleo crudo equivalente). La producción actual alcanza los 14 mil barriles diarios.

Las zonas que se incluyeron en esta primera licitación son Magallanes⁵, cuya extensión alcanza el 54% de la incluida en la licitación; Santuario con 130 km² (42% de la superficie licitada); y Carrizo⁶ con el 4%, equivalente a 13 km². (Véase gráfica 1).

Gráfica 1
Extensión de la zona (km²)



Fuente: Elaborado por el CEFP con base en datos de Pemex.

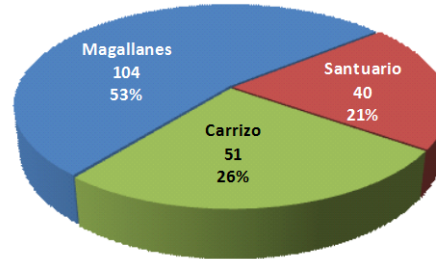
modificado en el actual sexenio; anteriormente era de 5 mil pies cúbicos de gas por un barril de crudo equivalente.

⁵ Esta zona pertenece al complejo Ogarrio-Magallanes del Activo Integral Cinco Presidentes. Se ubica en la cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec, en el Estado de Tabasco. A la fecha de la licitación producía 6 mil 833 barriles de petróleo y 13.6 millones de pies cúbicos de gas al día.

⁶ Pertenece al complejo Antonio J. Bermúdez, del Activo Integral Samaria-Luna. Se ubica en el Estado de Tabasco, a 8 km al oeste de la ciudad de Villahermosa. En la fecha de la licitación el campo se encontraba cerrado.

En cuanto a la cantidad de reservas estimadas para cada una de las áreas, se tiene que el 53% corresponde a la Zona de Magallanes, 26% a Carrizo y 21% a Santuario. (Véase gráfica 2).

Gráfica 2
Reservas 3P estimadas por cada zona (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por el CEFP con base en datos de Pemex.

El 18 de agosto de 2011 se adjudicaron las primeras licitaciones de Campos Maduros de la Región Sur a la empresa Petrofac Facilities Management Limited para las Áreas de Santuario y Magallanes, y a la Administradora en Proyectos de Campos, S.A. de C.V., para el Área de Carrizo.

SEGUNDA RONDA DE CONTRATOS. Campos Maduros Zona Norte.

En esta licitación se incluyeron seis áreas, de las cuales Altamira⁷, Pánuco⁸, San Andrés⁹ y Tierra Blanca¹⁰ se encuentran en tierra, mientras que Arenque¹¹ y Atún¹² se ubican en zona marina.

Estas áreas significan grandes oportunidades para el desarrollo y producción de hidrocarburos, pues de acuerdo con Pemex, cuentan con reservas 3P que ascienden a 224 millones de barriles de petróleo crudo

⁷ Localizada aproximadamente a 40 Km al noroeste de la ciudad de Tampico, al sur del estado de Tamaulipas.

⁸ Se ubica en la porción norte del Estado de Veracruz.

⁹ Localizado al sur del Activo Poza Rica – Altamira.

¹⁰ Abarca la porción central de la "Faja de Oro Terrestre", del Activo Poza Rica-Altamira.

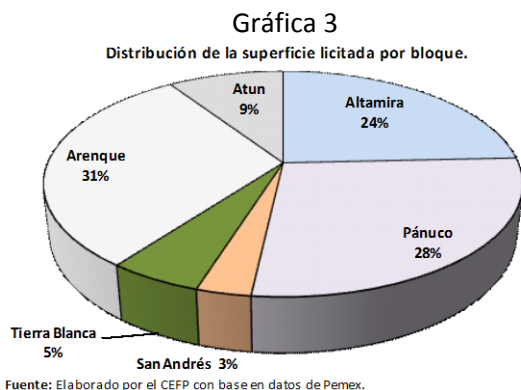
¹¹ Se encuentra en aguas territoriales a 30 Km de la ciudad de Tampico Tamaulipas.

¹² Localizada en aguas territoriales del Golfo de México frente a la costa norte del Estado de Veracruz.

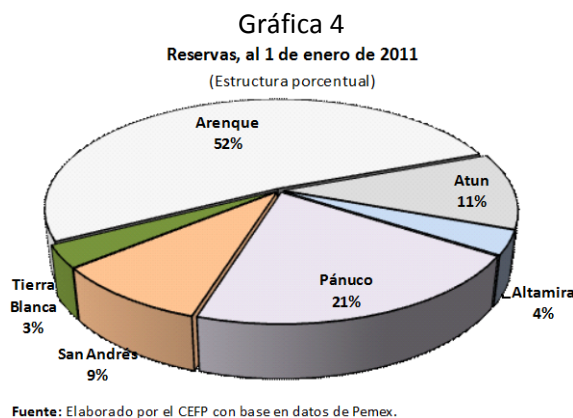
equivalente y un volumen prospectivo¹³ de 1 mil 672 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las áreas incluidas en la licitación cuentan con una superficie total de 6 mil 991 Km² y comprenden 22 campos que en la actualidad producen alrededor de 12 mil barriles diarios de petróleo crudo y 31 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. (Anexo 1).

De la superficie total, cerca del 83% corresponde a los bloques Arenque, Pánuco y Altamira (véase gráfica 3). Por otra parte, las reservas —al primero de enero de 2011— se concentraba en el bloque Arenque (el cual incluye los campos Arenque, Lobina, Jurel, Merluza y Náyade) que cuenta con 269 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



El bloque Pánuco¹⁴ cuenta con reservas por 108 millones de barriles de petróleo crudo equivalente las cuales representan el 21% de las reservas licitadas. (Véase gráfica 4).



CONCLUSIONES

En los pocos meses que llevan funcionando este tipo de contratos, Pemex ha permitido invertir en bloques de campos cada vez más grandes y lucrativos a empresas privadas. La segunda licitación abarca bloques de campos que hoy en día alcanzan los 5 mil 600 barriles por día y cerca de 23 millones de pies cúbicos de gas.

Es importante destacar que estos contratos han abierto la posibilidad de contar con inversión privada en este sector que había estado cerrado para recibir inversión proveniente del sector privado. Por ello se deberá ser cautelosos con la finalidad de evitar un posible abuso de este tipo de contratos.

En este sentido, y acorde con el sentido de las declaraciones formuladas por el Director General de Pemex y el Secretario de Energía, esta podría ser la base para determinar la posibilidad de tener inversión privada que ayude a la exploración y explotación de las grandes reservas de gas no convencional (Shale gas) con que cuenta México.

Es importante recordar que, hasta el momento, no se ha realizado una explotación masiva del Shale gas en México; sin embargo, el potencial que tiene podría traducirse en una disminución gradual de las importaciones actuales de gas.

¹³ De acuerdo con Pemex se define como recurso prospectivo al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=112&catid=12660>

¹⁴ Abarca los campos Salinas, Pánuco, Topila y parte del Cacalilao.

Anexo 1

Bloques incluidos en la licitación numero 18575008-625-11

Bloque	Superficie aproximada km ²	Pozos				Producción actual			Tipo de hidrocarburo
		Total	En operación	Cerrados	Tapados	Crudo (mbd)	Agua (bd)	Gas (Mpcd)	
Terrestres									
Altamira	1,625	87	25	18	44	1,000		0	Pesado
Pánuco	1,839	1,626	191	99	1,336	3,000		2	Pesado
San Andrés	209	356	50	250	56	950		5	Ligero
Tierra Blanca	358	380	49	44	287	2,000		1	Pesado
Marinos									
Arenque	2,035	51	17			5,600	2,500	23	Pesado a ligero
Atun	625	72	2			0		0	Super ligero, gas y condensado

mbd: Miles de barriles diarios.

Mpcd: Millones de pies cúbicos diarios.

Fuente: Elaborado por el CEFP con base en datos de Pemex.

Fuentes de información

Energy Information Administration. *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Abril de 2010.

Petróleos Mexicanos, *Memoria de Labores 2010*.

_____, *Contratos integrales Exploración y producción*. Disponible en <http://contratos.pemex.com/portal/>

Secretaría de Energía, *Comunicado 96 de la Secretaría de Energía, 17 de noviembre de 2011. El Secretario de Energía, Jordy Herrera, inauguró el Foro "Perspectivas Nacionales e Internacionales de la industria de Shale Gas y su contribución al desarrollo del Sector Energético"*. Disponible en <http://www.energia.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2073>.

_____, *Sistema de Información energética*. Disponible en <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>.

_____, *Boletín de prensa 008, 20 de enero de 2012. Secretaría de Energía. "Avanza la transición energética en México y debemos tomar decisiones ahora para ser competitivos en shale gas"*. Disponible en <http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2102>

Centro de Estudios de las Finanzas Públicas

Director de Estudios Hacendarios: Mtro. Miguel Ángel Díaz Pérez

Elaboró: Lic. Ernesto García Monroy