



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“EVALUACIÓN DE LA TERCERA RONDA DE CONTRATOS
INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN
CHICONTEPEC”

INFORME

que para obtener el título de

INGENIERA GEÓLOGA

POR TITULACIÓN POR TRABAJO PROFESIONAL

PRESENTA:

MAREVNA FARRERA GUTIÉRREZ

DIRECTOR

ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA



Ciudad Universitaria, México, Octubre de 2014.

Contenido:	Página:
<u>RESUMEN</u>	1
I. <u>INTRODUCCIÓN</u>	3
LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2008	
II. <u>CONTRATO INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (CIEP)</u>	5
III. <u>EVALUACIÓN CONTRACTUAL</u>	10
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS BASES DE LICITACIÓN	10
PROCESO DE PRECALIFICACIÓN	11
PROCESO DE ADJUDICACIÓN	14
ANÁLISIS CONTRACTUAL	16
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO	16
CAMBIOS LOGRADOS AL CONTRATO Y BASES DE LA LICITACIÓN A PARTIR DE LAS JUNTAS DE ACLARACIONES	17
PREGUNTAS ACEPTADAS POR PEMEX A SHELL	19
IV. <u>EVALUACIÓN TÉCNICA</u>	20
ANTECEDENTES	20
HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN EN CHICONTEPEC	21
ÁREAS CONTRACTUALES	22
V. <u>CONCLUSIONES</u>	30
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	31
<u>ANEXO A</u>	32

RESUMEN

Con la Reforma Energética aprobada en 2008, se establece un marco jurídico específico en las materias de adquisiciones y obra pública para las actividades de la industria petrolera, que multiplica la capacidad de ejecución de Petróleos Mexicanos (PEMEX), da mayor certidumbre en la contratación de servicios, permite lograr importantes ahorros respecto al esquema anterior de contratación, incentivando la utilización de tecnologías más avanzadas que logren una mayor productividad que a su vez brinda mayor flexibilidad a PEMEX para llegar a las metas.

Entre los grandes logros que tuvo la Reforma Energética se encuentran la meta de fortalecer la vigilancia pública respecto a PEMEX con la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la consolidación de la CRE (Comisión Reguladora de Energía), así como la adición de cuatro consejeros al Consejo de Administración de PEMEX.

Tales cambios dieron pie al desarrollo de Contratos Integrales de Exploración y Producción, los cuales trajeron como consecuencia que el interés de las grandes empresas internacionales se tornara hacia PEMEX. Al año 2011 se realizaron dos rondas bajo el modelo de Contratos Integrales de Exploración y Producción, y una más se llevó a cabo a finales de 2012, culminando a mediados de 2013.

En 2011, PEMEX inició la implementación de los primeros Contratos Integrales de Exploración y Producción (EP) en tres áreas de campos maduros en la Región Sur: Magallanes, Santuario y Carrizo. Se tenían amplias expectativas ya que era la primera vez desde su creación que PEMEX lanzaba un nuevo modelo de contrato.

En enero del 2012 PEMEX Exploración y Producción presentó una nueva ronda de licitaciones para la celebración de Contratos Integrales EP en la Región Norte. La siguiente ronda de Campos Maduros Región Norte, contemplaba áreas contractuales costa adentro y costa fuera, cuatro de ellas en Tierra: Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca, y dos en áreas marinas: Arenque y Atún

Durante el proceso de licitación llevaron a cabo tres juntas de aclaraciones que consistieron en dar respuesta y solución a las preguntas, dudas y propuestas que los licitantes pudieron tener respecto al contrato.

Las juntas de aclaraciones impulsaron algunas de las modificaciones que se hicieron al contrato y que pudieron representar mejoría en los acuerdos entre los involucrados.

En total, PEMEX Exploración y Producción (PEP) recibió 593 preguntas y dio respuesta a cada una de ellas. Las empresas que más preguntas realizaron fueron Shell México, Schlumberger, e Industrial Perforadora de Campeche; Schlumberger realizó más de la mitad de las preguntas (tabla 7).

De los bloques ofertados, Soledad mantiene la mayor atención en la compra de las Bases con 10 licitantes potenciales; Humapa y Miquetla cuentan con 9 licitantes potenciales; Pitepec ha captado 7 licitantes; Amatlán tiene el interés de 6 licitantes; por último, Miahuapan es el bloque con menor número de bases compradas, tiene 5 licitantes potenciales.

La adjudicación de Contratos se realizó en el acto de presentación y apertura de proposiciones, la evaluación y el fallo.

Las proposiciones aceptables debieron tener una tarifa igual o menor a la Tarifa Máxima establecida por PEP. De estas, se aceptaría como primer lugar aquella con el mayor índice redondeado a un decimal. El contrato especifica que Pemex es el único propietario de los hidrocarburos, las reservas de hidrocarburos pertenecen a la nación, y la infraestructura pertenece completamente a PEMEX Exploración y Producción (PEP). La infraestructura puede ser utilizada por el Contratista para la ejecución de los servicios.

Los licitantes propusieron ciertos cambios al contrato, aunque no se obtuvieron muchos cambios sí existió buena disposición por parte de PEMEX.

En el proceso se debe considerar que los pozos en la Cuenca de Chicontepec tienden a declinar rápidamente una vez iniciada su producción, por lo que es necesario intervenir con nuevas metodologías y reparaciones a los pozos para evitarlo.

La tercera ronda de licitación de Contratos Integrales de Exploración y Producción para Chicontepec ofrece 6 áreas contractuales que representan reservas 3P por 3,195 MMbpce, equivalente al 15% de las reservas totales en Chicontepec y 976 MMbpce de recursos prospectivos.

Los bloques licitados son Amatitlán, Pitepec, Humapa, Soledad, Miquetla, y Miahuapan.

Durante esta evaluación, las áreas contractuales de mayor interés fueron Pitepec y Amatitlán por ser áreas de mayor extensión y en las cuales se espera poder trabajar con nuevas tecnologías sin que trabajos previos afecten las iniciativas.

Este proyecto se califica como de riesgo alto debido a los datos arrojados por el modelo económico y por sus términos poco flexibles en el modelo de contrato.

I. INTRODUCCIÓN

LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2008

El enfoque de la Reforma Energética de 2008 es principalmente en el sector petrolero. Aprobada por el Congreso, esta incluye resoluciones para cada ley reguladora del funcionamiento de PEMEX, que son:

- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional,
- La Ley de Pemex,
- La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, l
- A Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE),
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH),
- La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, y
- La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

La iniciativa es una propuesta integral. Pretendió fortalecer a PEMEX al hacer cambios en el marco regulatorio bajo el cual se trabajaba en esta industria. Los cambios realizados se apegan a la Constitución, no constituye violación alguna a los recursos de la Nación. Anteriormente, el marco regulatorio de la industria petrolera era una limitante para el funcionamiento de PEMEX.

Con la reforma se establece un marco jurídico específico en las materias de adquisiciones y obra pública para las actividades de la industria petrolera, que multiplica la capacidad de ejecución de PEMEX, da mayor certidumbre en la contratación de servicios, permite lograr importantes ahorros respecto al esquema anterior de contratación, incentivando la utilización de tecnologías más avanzadas que logren una mayor productividad que a su vez brinda mayor flexibilidad a PEMEX para llegar a las metas.

Los contratos respecto a las labores de mantenimiento de plataformas, perforación de pozos y extracción de hidrocarburos se rigen por licitación pública, aunque existe la opción de buscar otra forma de proceder cuando para PEMEX la licitación no le asegure las condiciones más favorables.

La Reforma Energética de 2008 es explícita al recalcar que están prohibidos los contratos que cedan la propiedad de los hidrocarburos y/o reservas petroleras.

Entre los grandes logros que tuvo la Reforma se encuentran la meta de fortalecer la vigilancia pública respecto a PEMEX con la creación de la CNH, la consolidación de la CRE, así como la adición de cuatro consejeros al Consejo de Administración de Pemex.

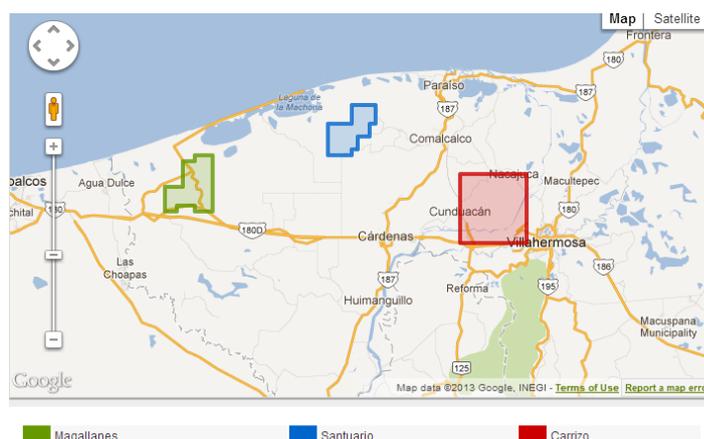
La reforma dio apertura a PEMEX en temas de contratación. La iniciativa de reforma permite a PEMEX contratar empresas petroleras nacionales e internacionales bajo modelos contractuales más atractivos y balanceados tanto para PEMEX como para la industria

Tales cambios dieron pie al desarrollo de Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), los cuales trajeron como consecuencia que el interés de las grandes empresas internacionales se tornara hacia PEMEX.

Se realizaron tres rondas bajo el modelo de Contratos Integrales de Exploración y Producción: Campos maduros de la región Sur, Campos maduros de la Región Norte, y CIEP Chicontepec.

II. CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

En 2011, PEMEX inició la implementación de los primeros Contratos Integrales de Exploración y Producción en tres áreas de campos maduros en la Región Sur (fig. 1). Las tres áreas iniciales fueron Magallanes, Santuario y Carrizo con una superficie total aproximada de 312 km², una reserva total 3P (ver anexo A) de 207 MMBpce y una producción de 14 Mbd (tabla 1).



Estas áreas pertenecen a la provincia petrolera del sureste de México: Cuenca Salina del Istmo (Magallanes y Santuario) y la sub cuenca de Comalcalco (Carrizo).

Fig. 1 Campos petroleros Magallanes, Santuario y Carrizo (Pemex, 2011)

Para la selección de estas áreas PEMEX tomó en cuenta criterios tales como el valor económico, las reservas, la disponibilidad y calidad de información técnica y la localización de cada uno de los campos a perforar.

Área	Campos (6)	Superficie (km ²)	Sectores 1' x 1'	Reserva de hidrocarburos (mmbpce)	Reservas totales (3P) al 1° de enero de 2010		Pozos Producción (núm.)	Pozos Perforados (núm.)	Yacimientos (núm.)	Producción actual	
					Aceite (mmb)	Gas (mmpc)				Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)
Carrizo	Carrizo	-	44	51.1	49.8	5.8	-	43	7	-	-
Subtotal		13.01		51.1	49.8	5.8	-	43	7	0	0
Magallanes	Otates		52	6.3	4.9	6.7	19	64	47	3,133	8.67
	Sánchez Magallanes	-		97.8	87.8	86.7	35	711	461	3,700	4.92
Subtotal		169.06		104.1	92.7	93.4	54	775	508	6,833	13.59
Santuario	Caracolillo	-	40	0	0	0	-	11	8	0	0
	El Golpe	-		11.2	11.2	6.5	14	136	25	1,237	0.42
	Santuario	-		28.4	28.4	19	18	64	23	5,540	3.25
Subtotal		129.93		39.6	39.6	25.5	32	211	56	6,777	3.67
Total		312.00	96	194.8	182.1	124.7	86	1,029	571	13,610	17.26

Tabla 1. Características de los campos petroleros Magallanes, Santuario y Carrizo (Pemex, 2011)

El interés internacional se hizo presente en esta primera ronda, se tenían amplias expectativas ya que era la primera vez desde su creación que Pemex lanzaba un nuevo modelo de contrato. Hubo interés por parte

de 17 empresas; el área de Santuario fue la que despertó el mayor interés con 16 empresas que compraron las bases de la licitación, el área también atractiva fue Magallanes, y por último, y menos atractiva fue el área de Carrizo. Fue una ronda exitosa, en total 53 bases vendidas, se presentaron 15 ofertas, los contratos se adjudicaron a la empresa Schlumberger para el bloque de Carrizo, y el gran ganador fue la empresa Petrofac quien se adjudicó las áreas de Magallanes y Santuario; por vez primera, Petrofac tendría contratos en México con Pemex.

Durante la licitación aparecieron nombres de empresas importantes como YPF, Repsol, Maersk, sin embargo, no se presentaron las grandes compañías petroleras internacionales.

En enero del 2012 PEMEX Exploración y Producción presentó una nueva ronda de licitaciones para la celebración de Contratos Integrales EP en la Región Norte. La siguiente ronda de Campos Maduros Región Norte, contemplaba áreas contractuales costa adentro y costa fuera.



A través de los Contratos Integrales EP, PEMEX busca atraer nuevas tecnologías y prácticas para incrementar la producción de hidrocarburos y potencializar su capacidad de ejecución. Se seleccionaron seis áreas (Reservas 3P de 224 MMbpce, volumen prospectivo de 1,672 MMbpce) para seis Contratos integrales EP, cuatro de ellas en Tierra: Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca, y dos en áreas marinas: Arenque y Atún (figura 2 y tabla 2).

Las prebases de esta licitación se presentaron a mediados de diciembre de 2011, la convocatoria fue lanzada formalmente en enero de 2012. A lo largo del proceso hubo tres talleres en los que se presentó información de los bloques: los requisitos de participación, modelo económico, producción y declinación, entre otros.

Se llevaron a cabo 5 juntas de aclaraciones para resolver dudas de los licitantes. La etapa de Precalificación fue en mayo. Finalmente la presentación de propuestas y fallo se realizó el 19 de junio de 2011.

Área	Superficie (Km ²)	Tipo de hidrocarburo (°API)	Reservas, al 1 de enero de 2011 (mmbpce)			Recursos prospectivos (mmbpce)	Volumen original		Producción actual	
			1P	2P	3P		Crudo (mmb)	Gas (mmpc)	Crudo (mbd)	Gas (mmpcd)
Altamira	1,625	10-13	2	5	11	13	104	103	1	0
Arenque	2,035	19-32	76	93	100	994	1,236	1,351	6	23
Atún	625	45-53	9	23	26	396	406	983	0	0
Pánuco	1,839	10-13	8	50	50	132	6,859	21,061	3	2
San Andrés	209	27-32	6	11	31	100	1,426	1,727	1	5
Tierra Blanca	358	15-27	5	6	6	37	953	532	2	1

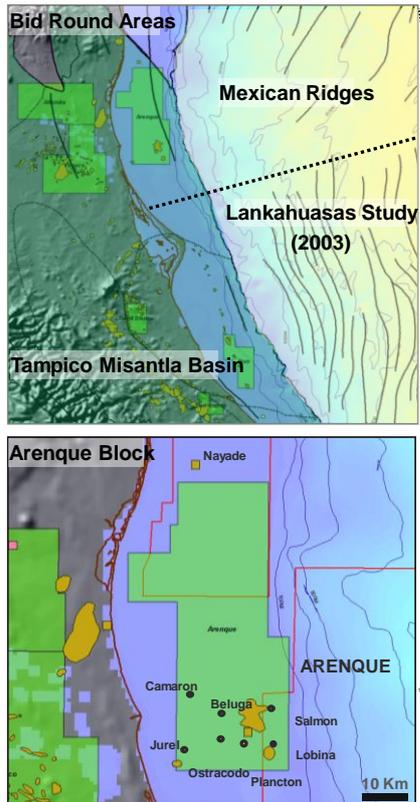
Tabla 2. Características de los campos petroleros licitados en la Segunda Ronda de Contratos Integrales de EP (Pemex, 2012).

En esta ronda aparecen empresas internacionales como BP, Total, Chevron, Exxon Mobile, y Shell; de estas, solo Chevron participó en la etapa de precalificación aunque no presentó propuesta, sino una carta de disculpa.

Se vendieron 31 bases, 28 empresas presentaron ofertas, y se adjudicaron 5 contratos (tabla 3).

El bloque Arenque (fig. 3) recibió propuestas por parte de Dragados Offshore y Petrofac, pero ambas por encima de la tarifa máxima establecida por Pemex, Dragados Offshore fue quien se aproximó más con \$10.78 dólares por barril, aunque en adjudicación directa Petrofac hizo una mejor oferta de \$7.90 dólares por barril, adjudicándose así el contrato por dicha área.

ARENQUE BLOCK SUMMARY – 2 BID ROUND



- Arenque block's reserves: 76 Mmboe as proven & 3P 100 Mmboe. There are 5 oil & gas fields: Arenque, Lobina, Jurel, Merluza and Nayade.
- Based on the exploration opportunities identified by PEMEX a deterministic estimate, validated with Fastrack, indicates an exploration upside of **54 Mmboe** considering **7 prospects**.
- The main target for these prospects are the carbonates of San Andres (Jurassic) and the Lower Tamaulipas carbonates (Cretaceous). San Andres: 18% porosity 24-32 API, gross thickness 80 m, depth 3500 m. Tamaulipas: 12% porosity, 22 API, thickness 10 -30 m
- Although the volume offered is modest, the location of Arenque block is strategic. It is located between the continental shelf and the Mexican Ridges province, covered with fair-good quality 3D seismic.
- Shell performed the Lankahuasa Regional Framework Study (Mexican Ridges) with Pemex in 2003, the Arenque block is in the northeastern edge of this study, buying the data pack will increase the knowledge and DW projects

Prospect	Pg	WD m	Top Target m	Risked P50 Mmboe
Beluga-A	0.37	45	3280	5.6
Camaron-B	0.45	45	2860	10.0
Jurel-C	0.32	48	3050	10.0
Lobina-D	0.36	48	3490	4.5
Ostracodo-E	0.28	46	3330	9.6
Plancton-F	0.37	50	3370	3.1
Salmon-G	0.3	70	3640	11.2

Fig 3. Características del bloque Arenque (informe interno Shell México, 2013)

Los ganadores de esta ronda fueron las empresas Cheiron Holdings Limited con Altamira, Petrofac con Pánuco y Arenque (tabla 3), Monclova Pirineos Gas con Tierra Blanca y San Andrés. El bloque Atún fue declarado como desierto al no recibir propuestas (tabla 4).

El contrato presentado en esta segunda ronda es similar al presentado en la primera ronda. Los pequeños cambios se refieren a los tiempos estipulados y otros cambios en la redacción principalmente, pero la esencia del contrato se mantuvo en esta ronda. Un factor que hacía de esto un posible negocio atractivo, era el hecho de que el Contratista bajo ciertos términos, tenía la opción de extender el área contractual adquirida, ya que no es una opción que se incluya en contratos internacionales.

	Pánuco	Altamira	Tierra Blanca	San Andrés	Arenque	Atún
Min	5.00	5.00	3.00	3.00	2.50	
Max	11.88	11.07	9.13	7.57	7.25	
Arawak Energy Canada Inc.		6.27	10.61	10.24		
Baker Hughes de México		9.00	5.03			
Cheiron Holdings Limited		5.01				
Operadora de Campos DWF	9.91	11.89		6.99		
Schlumberger	7.00	9.00	4.50	3.60		-
Repsol Exploración México	-	11.00				-
Halliburton	-			8.93		
Dragados Offshore de México, ATP Oil & Gas Corporation e Integradora de Servicios Petroleros Oro Negro					10.78	
Petrofac México	7.00	9.00	4.50	3.60	12.50	
Grupo R Servicios Integrales & IPC	15.00	11.00		9.00		
Monclova Pirineos & Alfacid del Norte			4.12	3.49		
Telpico LCC & Baz Energy and Servicios			7.77	-		
Chevron Energía de México						
Saimexicana, Calfrac, Gas Mediterráneo & Petrolío, Grupo empresarial Ángeles			10.00	8.00	13.00	
Perfolat de México & Servicios Asociados LTDA			5.80	4.48		
Burgos Oil				-		
Burgos Oil & ENAP					24.00	
Burgos Oil, ENAP & Oceanografía					24.00	
MTTM Servicios Petroleros, Prosper Petroleum LTD & West Rock Energy Consultant LTD						

Tabla 3. Propuestas de las compañías participantes en dólares por barril, así como valores mínimo y máximo fijados por Pemex (informe interno Shell México, 2013).

Área contractual	Licitante ganador	Tarifa contratada (dólares/barril)	Fecha de adjudicación
Altamira	Cheiron Holdings Limited	Alfacid del Norte \$5.01	19 de junio del 2012
Pánuco	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	\$7.00	19 de junio del 2012
Tierra Blanca	Monclova Pirineos Gas - Alfacid del Norte	\$4.12	19 de junio del 2012
San Andrés	Monclova Pirineos Gas - Alfacit del Norte	\$3.49	19 de junio del 2012
Arenque*	Petrofac México S.A. de C.V.	\$7.90	En proceso
Atún	--	--	Desierta

Tabla 4. Campos asignados a compañías en la Segunda Ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción (PEMEX 2012)

Durante la primera y segunda ronda de contratos integrales de exploración y producción se ha dejado claro la evolución de PEMEX, con cambios importantes que buscan favorecer a la industria en México. De una ronda a otra el interés internacional aumentó, hecho que probablemente continúe en las siguientes rondas.

III. EVALUACIÓN CONTRACTUAL

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS BASES DE LICITACIÓN.

El cronograma de la licitación de la Tercera Ronda de Contratos Integrales EP se observa en la tabla 5.

Evento	Fecha de inicio
Publicación de la convocatoria	20 de diciembre de 2012
Límite de venta de Bases	7 de junio de 2013
Periodo de acceso al cuarto de datos	20 de diciembre de 2012 al 24 de mayo de 2013
Periodo de visitas a las Áreas Contractuales	5 de febrero al 24 de mayo de 2013
Periodo de talleres	22 de enero al 24 de mayo de 2013
Acto de la primera junta de aclaraciones	25 de marzo de 2013
Periodo de precalificación	27 de mayo al 14 de junio de 2013
Acto para dar a conocer los resultados de la precalificación	18 de junio de 2013
Acto de presentación y apertura de proposiciones, evaluación, fallo y adjudicación	11 de julio
Periodo de firma de contratos	del 15 de julio al 20 septiembre de 2013

Tabla 5. Cronograma de licitación la Tercera Ronda de Contratos Integrales de EP (informe interno Shell México, 2013).

Durante el proceso de licitación llevaron a cabo 3 juntas de aclaraciones que consistieron en dar respuesta y solución a las preguntas, dudas y propuestas que los licitantes pudieron tener respecto al contrato.

Las juntas de aclaraciones se transmitieron vía electrónica, no fueron presenciales; las preguntas se enviaron también vía electrónica y se respondieron del mismo modo. Existió un periodo estipulado por PEP para la recepción de preguntas y la respuesta de las mismas.

Las juntas de aclaraciones impulsaron algunas de las modificaciones que se hicieron al contrato y que pudieron representar mejoría en los acuerdos entre los involucrados.

Proceso de Precalificación.

Durante la precalificación se revisaron las capacidades técnicas, financieras y legales de cada licitante individual o en consorcio. Para participar en este periodo era necesario haber comprado las Bases de Licitación y este periodo fue obligatorio para presentar propuestas.

Si se acreditaban las capacidades, entonces PEP otorgó una constancia favorable de precalificación.

Requisitos de la Precalificación.

A grandes rasgos, los requisitos que el licitante debía cumplir para llegar a ser Contratista, contemplan acreditar las garantías financieras, legales y técnicas:

- En lo financiero, se debió acreditar una calificación mínima, en escala global, las calificadoras validadas fueron Fitch, Standard & Poor's, Moody's, y HR Ratings (tabla 6).

Calificadora	Calificación mínima
Fitch	BBB-
Standard & Poor's	BBB-
Moody's	Baa3
HR Ratings	HR BBB-(G)

Tabla 6. Compañías calificadoras de la Terceraa Ronda de Contratos Integrales de EP (informe interno Shell México, 2013 con información de PEMEX).

La garantía de seriedad se entregó en la presentación y apertura de proposiciones únicamente por los licitantes que se colocaron en primero y segundo lugar con el objetivo de asegurar la firma del contrato, fue posible elegir entre dos documentos:

1. Una Carta de crédito *standby* con un valor de USD\$ 1,000,000.00 (Un millón de dólares 00/100) que una institución de crédito que opere en México y que sea legal pueda confirmar o proporcionar, su vigencia debía ser a partir de la fecha del acto de presentación y apertura de proposiciones, y hasta después de (30) días del último día del periodo de firma de contratos señalado;
 2. Una fianza con un valor de USD\$ 1, 000,000.00 (Un millón de Dólares 00/100), con iguales requisitos para su vigencia.
- En lo legal, debía demostrarse la existencia legal y objeto del licitante a partir de las leyes de su país de origen.
 - En lo técnico, demostrar que ha operado campos petroleros o que ha dado servicios integrales de producción, la producción debe ser mínimo de 5Mbd. Debe demostrar que en cualquier año, desde

2008 a la fecha, ha invertido 20 millones de Dólares o más en proyectos de exploración y producción.

En total, PEP recibió 593 preguntas y dio respuesta a las 593. Las empresas que más preguntas realizaron fueron Shell México, Schlumberger, e Industrial Perforadora de Campeche; Schlumberger realizó más de la mitad de las preguntas (tabla 7).

De los bloques ofertados, Soledad mantiene la mayor atención en la compra de las Bases con 10 licitantes potenciales; Humapa y Miquetla cuentan con 9 licitantes potenciales; Pitepec ha captado 7 licitantes; Amatitlán tiene el interés de 6 licitantes; por último, Miahuapan es el bloque con menor número de bases compradas, tiene 5 licitantes potenciales.

Licitante	Preguntas					
	Total Recibidas	Recibidas del 13 abril hasta el 13 mayo	Recibidas en juntas anteriores	Respondidas en la 3a junta	Total respondidas	Pendientes de responder
Schlumberger Production México S.A. de C.V.	269	18	251	18	269	0
Petrolite de México, S.A. de C.V.	3	3	13	3	16	0
Burgos Oil Services, S.A. de C.V.	10	3	7	3	10	0
OJSC Bashneft	3	0	3	0	3	0
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	9	0	9	0	9	0
Key Energy Services de México, S. de R.L. de C.V.	80	60	20	60	80	0
Great Wall Drilling Company LTD	1	0	1	0	1	0
BP Exploration Mexico Limited	14	0	14	0	14	0
Shell México, S.A. de C.V.	89	15	74	15	84	0
Alfasid del Norte, S.A. de C.V.	9	9	0	9	9	0
Baker Hughes de México, S. de R.L. de C.V.	2	2	0	2	2	0
Constructora y Perforadora Latina, S.A. de C.V.	65	65	0	65	65	0
Halliburton de México, S. de R.L. de C.V.	19	19	0	19	19	0
Industrial Perforadora de Campeche, S.A. de C.V.	5	5	0	5	5	0
Sinopec International Petroleum Service México, S. de R.L. de C.V.	2	2	0	2	2	0
Total	593	201	392	201	593	0

Tabla 7. Número de preguntas realizadas en la etapa de Precalificación (Informe interno Shell México, 2013).

Las bases de licitación contaron con la opción de adquirir el paquete básico del área de interés o el paquete completo de la misma (Tabla 8). El paquete básico restringía el acceso al cuarto de datos, limitaba la solicitud de información técnica e impedía al licitante hacer preguntas durante las juntas de aclaraciones referentes a los términos del contrato. En el cuarto de datos se detallaba información técnica y documentos para las áreas contractuales.

Las proposiciones aceptables debieron tener una tarifa igual o menor a la Tarifa Máxima establecida por PEP. De estas, se aceptaría como primer lugar aquella con el mayor índice redondeado a un decimal.

Para el cálculo de dicho índice se estableció la ecuación 1.

$$\text{índice} = \left(w \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{menor}}}{\text{Tarifa}_{\text{propuesta}}} \right) + (1 - w) \left(\frac{\text{Factor}_{\text{propuesta}}}{\text{Factor}_{\text{mayor}}} \right) \right) \times 100 \quad \text{Ec. 1 |}$$

; donde, “w” tiene un valor de 0.7

En caso de un empate, el licitante ganador fué aquel que haya acreditado mayor producción de hidrocarburos durante la precalificación, además de haber entregado la garantía de seriedad de la proposición.

Al concluir la apertura de propuestas y determinados los licitantes que quedaron en primero y segundo lugar, estos entregaron la garantía de seriedad de sus proposiciones, cumpliendo así con los documentos previstos. Así, se daba por terminado el acto mediante una constancia de realización con las conclusiones de cada etapa.

ANÁLISIS CONTRACTUAL

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO.

PEMEX es el único propietario de los hidrocarburos, las reservas de hidrocarburos pertenecen a la nación, y la infraestructura pertenece completamente a PEMEX Exploración y Producción (PEP). La infraestructura puede ser utilizada por el Contratista para la ejecución de los servicios.

PEP exige la capacitación de su personal por parte del Contratista, este programará actividades para llevarlo a cabo contemplando un presupuesto anual no menor a 0.25% del total incurrido para los servicios durante el año. Los gastos que se relacionen a los programas de formación de capital humano de PEP son Gastos Elegibles.

La posible extensión o reducción del área contractual está en función de los indicadores clave de desempeño (ICD). Con base en los IDC, PEP evaluará el desempeño del Contratista en la ejecución de los Servicios; se calculan en presupuesto, productividad, seguridad industrial, y protección ambiental.

La reducción del área contractual es en aquellas áreas donde no se pretenda realizar Servicios, puede hacerlo en cualquier momento y con la aprobación de PEP. La extensión del área contractual puede solicitarse a PEP pero no debe exceder 50% el tamaño del original, debe ser contigua al área contractual y no debe formar parte de algún área contractual en la cual PEP tenga un contrato celebrado con un Tercero Contratista, y que el desempeño del Contratista haya sido adecuado, con base en los ICD.

La remuneración al contratista estará limitada a la entrega de producción a PEP; esta remuneración reconoce los costos y utilidad del contratista y se realiza en efectivo.

El contratista es responsable de la entrega anual de un plan de desarrollo, presupuestos y programas; serán sujetos a revisión y el acuerdo lo realizará el grupo directivo de PEP y el Contratista.

PEMEX exige al Contratista que otorgue garantías corporativa y de cumplimiento para la celebración del Contrato. La garantía de cumplimiento son aquellas entregadas por el Contratista conforme lo estipulado en el Contrato; las garantías corporativas son las obligaciones del Contratista en el Contrato.

El monto original de la Garantía de Cumplimiento del Periodo Inicial será igual al cien por ciento (100%) del estimado de PEP del valor de los Servicios a ejecutarse de acuerdo con el Programa Inicial. En caso de que se amplíe el plazo del Periodo Inicial el Contratista deberá entregar la Garantía de Cumplimiento actualizada que refleje el nuevo monto del Programa Inicial. La forma y contenido de la Garantía de Cumplimiento del Periodo Inicial se define en las Bases de Licitación.

El monto de la Garantía Corporativa será igual al valor del programa inicial. Con esta se busca demostrar la capacidad técnica y financiera requerida en las Bases de Licitación.

El plazo del contrato es por 35 años y se divide en tres periodos: periodo de Transición, periodo Inicial y periodo de Desarrollo. El plazo puede extenderse, dependerá de si se amplía el área Contractual o si conviene económicamente para PEP, para lo cual se realizará un convenio entre las partes.

La Transición comprende el periodo entre la fecha efectiva y antes del inicio del periodo inicial, su duración máxima será de 3 meses. En la transición se acuerdan y ejecutan actividades preparatorias necesarias para iniciar los Servicios y PEP transfiere los activos y materiales al Contratista que se señalan en el Contrato.

El periodo inicial está programado para una duración de 24 meses que se cuentan a partir del fin de la transición; previa solicitud del Contratista, el periodo inicial puede extenderse hasta 12 meses o reducirse. Durante el periodo inicial se realizan los Servicios de Exploración del área, y se pueden realizar otros Servicios que se hayan aprobado en el Programa de Trabajo.

El programa inicial tiene un valor de USD \$62, 300,000.00 en Servicios correspondientes a gastos de inversión incluidos sus Gastos Elegibles. El programa se fija durante el periodo inicial; entre las actividades que contempla para los servicios son: adquisición e interpretación de datos sísmicos, prácticas de operación, construcción de instalaciones, y otras.

La obligación de trabajo se define como el valor de los servicios, calculado a partir de la diferencia entre la reserva 2P y las reservas probadas desarrolladas divididas en el tiempo (t). La ecuación 2 para hacer el cálculo se muestra a continuación, el valor del coeficiente se supedita a la propuesta del licitante ganador.

$$OT = 6 * \frac{Reserva\ 2P - Reserva\ PDP}{t} \quad Ec. 2$$

El modelo económico busca intereses alineados por producción, eficiencia de ejecución, mayores utilidades por desempeño y no por circunstancias ajenas.

Este modelo supone una recuperación del 36% de la reserva 3P actual, una producción de 220 Mb por pozo, que el pico de producción en cada bloque será de más de 20 Mbd, y un periodo mayor de 8 años para la recuperación de la inversión.

En función de las reservas 2P de cada año que no se hayan desarrollado, se determinará la obligación de trabajo.

El contrato podrá modificarse si se crean o realizan cambios a las Leyes Aplicables y que estos resulten más favorables al Contrato, según la cláusula de Modificaciones por cambio de ley.

CAMBIOS LOGRADOS AL CONTRATO Y BASES DE LA LICITACIÓN A PARTIR DE LAS JUNTAS DE ACLARACIONES

Los cambios logrados a partir de las juntas de aclaraciones fueron propuestas realizadas por los licitantes hacia PEP en ciertas condiciones de las Bases y el Contrato de esta Licitación.

PEP exigía una obligación mínima de trabajo basada en una fórmula particular para cada área contractual (tabla 9). El coeficiente que imponía PEP estaba influenciado por la infraestructura presente en las áreas contractuales. Finalmente se eliminaron estas fórmulas particulares para adoptar una fórmula genérica - donde t es el tiempo- (ec. 3), a todos los bloques para el cálculo del monto y el coeficiente se modificará de acuerdo a la propuesta del licitante ganador, y el factor de la obligación mínima de trabajo se fija en 6.

$$OT = 6 * \frac{(Reserva\ 2P - Reserva\ PDP)}{t} \quad Ec. 3$$

[Área Contractual	Fórmula
Amatitlán	21 * (Reserva 2P – Reserva PDP)
Soledad	14 * (Reserva 2P – Reserva PDP)
Humapa	20 * (Reserva 2P – Reserva PDP)
Miquetla	14 * (Reserva 2P – Reserva PDP)
Miahuapan	21 * (Reserva 2P – Reserva PDP)
Pitepec	21 * (Reserva 2P – Reserva PDP)]

Tabla 9. Fórmulas anteriores utilizadas por PEP en la Tercera Ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción en Chicontepec (PEMEX, 2013).

Se logra que PEP acepte que el informe de reservas se apegue a lo estipulado conforme a la Experiencia y Prácticas Prudentes de la Industria, y contar con la certificación de una empresa independiente con capacidad y prestigio reconocido internacionalmente en el tema.

Anteriormente, PEP definía sus propios lineamientos para preparar el informe de reservas.

Se hacen cambios a la garantía corporativa (requisito para calificar), se reduce cuatro veces el monto original, aunque al tener la Cuenca de Chicontepec muy pocas reservas desarrolladas, este se determina a partir de la diferencia entre reservas 2P y 1P, por lo que el monto continúa siendo alto.

El cálculo del monto para la Garantía Corporativa, para el Periodo Inicial, el monto corresponde al valor determinado para la Obligación mínima de trabajo; para el Periodo de Desarrollo, el monto es igual al factor propuesto multiplicado por 500, 000,000.

En lo que se refiere al Abandono, PEP y el Contratista deben abrir una cuenta conjunta de depósito, denominada Cuenta de Abandono. Esta cuenta producirá intereses a las Partes, según el acuerdo previo. El objetivo es tener una reserva para cubrir las actividades de Abandono en el área contractual en cuestión.

Se abrió la opción de entregar una carta de crédito *stand by* con el monto calculado correspondiente, a diferencia de la opción única que se tenía en la cual el Contratista debía depositar una cantidad estimada y determinada con base en estudios técnicos, contemplando la relación entre los pagos de PEP al Contratista y los costos de Abandono.

Se modificaron los ponderadores del índice de adjudicación antes “w” tenía un valor de 50% para Soledad y Miquetla; y 55% para el resto de las áreas. Ahora el valor es el mismo para todas las áreas, “w” es del 70%.

La acreditación financiera es ahora más sencilla si se cuenta con licencias de operación o registro en las agencias regulatorias.

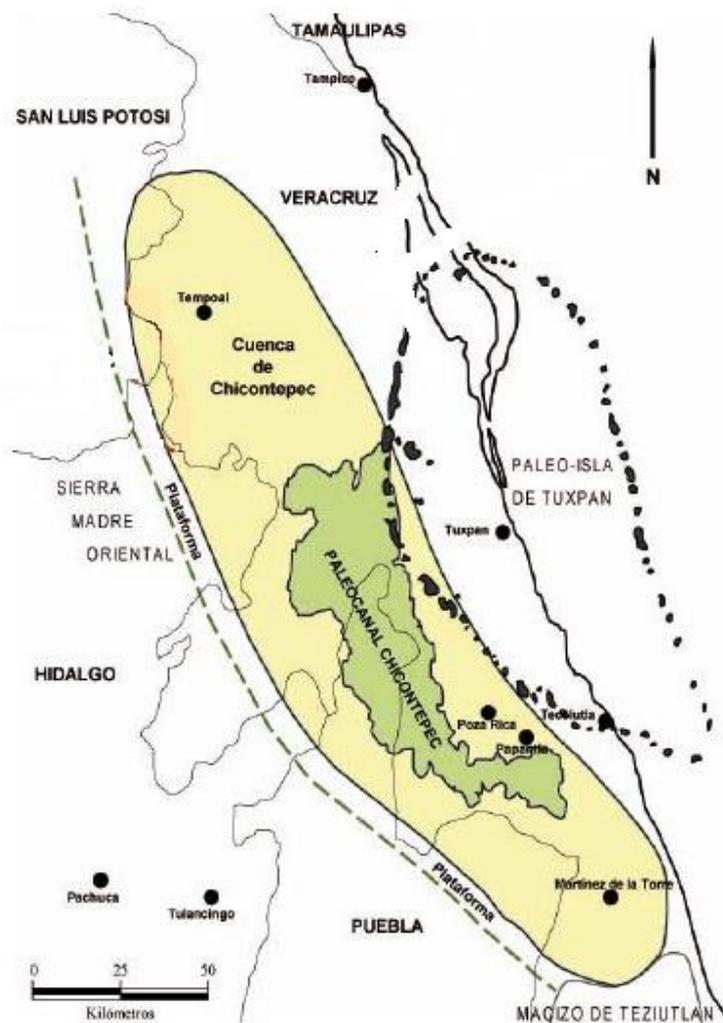
PREGUNTAS ACEPTADAS POR PEMEX A SHELL

- **Tecnología.** Se **propuso** aplicar el **Convenio de París** (En las iniciativas de revisión de este convenio se señala específicamente que el convenio debería reconocer explícitamente el derecho de cualquier país miembro a adoptar las medidas legislativas que estime necesarias para impedir la falta de explotación de las patentes u otros abusos del titular de la patente), **en su lugar se redactó el término “leyes aplicables”** que no incluye tratados internacionales. Aun así, **PEP acepta que no tendrá propiedad, derecho, título o interés sobre la propiedad intelectual.**
- **Indemnización.** Seguirá a favor de **PEP, no reconoce el desbalance de riesgo en el contrato.**
- **Garantía de cumplimiento.** No hay grandes avances, sin embargo se puede prevenir qué situaciones causarían una rescisión del contrato que conlleve a la aplicación de la garantía. Por otro lado, PEP garantiza el pago de la producción entregada por el contratista, y está estipulado en el contrato.
- **Personal de PEP.** PEP es completamente responsable de su sindicato.
- **Precios de transferencia.** Se reconoce que la **parte proporcional de los estudios de transferencia es un gasto elegible**, aunque no se logró agregarlo al anexo.

IV. EVALUACIÓN TÉCNICA

ANTECEDENTES

El agotamiento de los depósitos petroleros más ricos de la Faja de Oro a finales de la segunda década del siglo pasado, y aunque las compañías independientes como El Águila y la Mexican Petroleum tenían otros pozos por explotar, la producción petrolera en México comenzó a descender en 1921. La caída de los precios internacionales provocó una disminución de casi un 50% en el precio del barril de petróleo en 1928. Las complicaciones legales y fiscales que surgieron del movimiento revolucionario como un intento del Estado por obtener beneficio de la riqueza generada por la industria, así como las huelgas sindicales que buscaban la defensa de los derechos laborales, trajeron consecuencias a la industria petrolera de ese tiempo. Adicionalmente, la Constitución de 1917 en su artículo 27 devolvía a la nación el dominio sobre los recursos del subsuelo. Este conjunto de eventos condujeron a Pearson y Doheny a traspasar sus empresas a las grandes corporaciones del momento, Royal Dutch-Shell y la Standard Oil New Jersey. Así el control de la compañía el Águila pasó a ser dirigida por la multinacional Shell.



En 1926, Shell descubre el potencial de la Formación Chicontepec y su producción comienza en 1952.

El paleocanal de Chicontepec tiene una extensión de 4,243 km² (*data room*). Chicontepec representa el 40% de las reservas de la nación. Está ubicado, geográficamente, en el oriente del país.

La Cuenca de Chicontepec se localiza en la porción centro-oriental de la República Mexicana; entre el occidente de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) de la parte marginal occidental del Golfo de México, y las estribaciones del frente oriental de la Sierra Madre Oriental (fig. 4). Las secuencias del grupo Chicontepec afloran hacia la porción noroeste de la paleocuenca, colindando con las primeras estribaciones de la Sierra Madre Oriental. En el subsuelo, la secuencia turbidítica alcanza en algunos sitios hasta 2,000 m. de espesor en el denominado

Paleocanal de Chicontepec que tiene una longitud de 123 km y una anchura que varía de 12 a 23 km y bordea la porción occidental y suroccidental de

Fig 4. Ubicación de la Cuenca de Chicontepec. Tomada de Santillán-Piña N., y Aguayo-Camargo, 2011.

la plataforma cretácica de la Faja de Oro, donde erosiona a rocas del Paleoceno basal, Cretácico y Jurásico, con el consecuente relleno de sedimentos arcillo-arenosos rítmicos y alternantes de tipo turbidítico depositados en paleoambientes marinos nerítico externo a batial.

Las formaciones del grupo Chicontepec son de edad Paleoceno al Eoceno con más de 2,000 m de espesor de secuencias delgadas de lutita, limolita y areniscas interestratificadas con textura fina a gruesa, gradada hacia la cima de la secuencia de lutitas limosas. Los sedimentos terrígenos provienen del levantamiento y erosión de las rocas de la Sierra Madre Oriental; este evento tiene lugar durante el Cretácico tardío hasta el Paleógeno temprano; a su vez hay transporte y depósito de sedimentos al interior de la cuenca a través de sistemas turbidíticos marinos y profundos.

La secuencia aflora en la parte occidente y sureste del margen de la provincia Tampico-Misantla, está ubicada geográficamente al sur del Estado de Tamaulipas, en la porción norte del Estado de Veracruz y en el oriente de los estados San Luis Potosí, Hidalgo, y Puebla en su porción norte.

HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN EN CHICONTEPEC

Los pozos en Chicontepec tienden a declinar rápidamente una vez iniciada su producción, por lo que es necesario intervenir con nuevas metodologías y reparaciones a los pozos para evitarlo.

La zona de Chicontepec ha pasado por 5 etapas de desarrollo desde 1952 hasta 2012. En el periodo comprendido entre 2002 y 2012 se ha experimentado un importante crecimiento en la producción.

Entre 2009 y 2012 la producción total de los campos se duplicó de 30,000 barriles por día a más de 70,000 barriles diarios. Este incremento es el resultado de las mejoras en la forma de perforar nuevos pozos, su terminación y la aplicación de nuevas tecnologías (fig. 5).

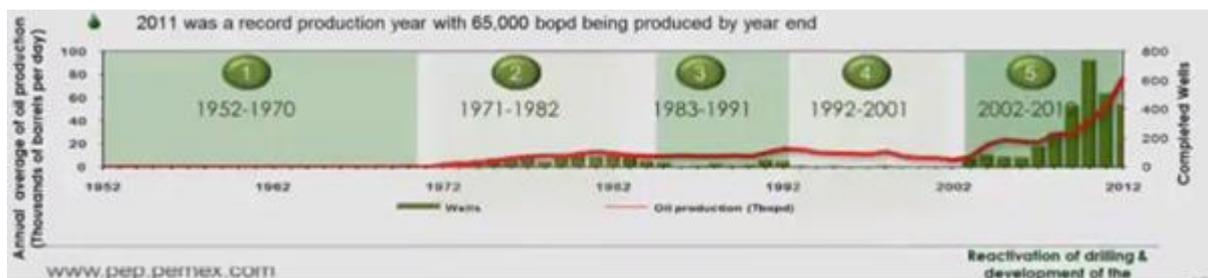


Fig 5. Historia de producción de aceite en Chicontepec (Pemex, 2013).

El contraste en producción entre el periodo antes y después de 2002 es considerable. Esto se debe a la aplicación de nuevas tecnologías tales como terminación de pozos (mejora en el fracturamiento), bombeo de pozos y mejor manejo superficial de la producción.

Con esto se observó un gran incremento en el número de pozos productores, que a su vez disminuyó el número de pozos improductivos y redujo el tiempo de inactividad. 2011 es considerado como el año récord en producción con 65,000 bpd al final del año.

ÁREAS CONTRACTUALES

La tercera ronda de licitación de Contratos Integrales de Exploración y Producción para los campos de la cuenca de Chicontepec ofrece 6 áreas contractuales que representan reservas 3P por 3,195 MMbpce, equivalente al 15% de las reservas totales en Chicontepec y 976 MMbpce de recursos prospectivos.

Los bloques licitados son Amatitlán, Pitepec, Humapa, Soledad, Miquetla, y Miahuapan (tabla 10).

Área Contractual	Reservas 3P (mmbpce)	Calidad de crudo °API
Amatitlán	993	44
Pitepec	1048	35
Humapa	341	27
Soledad	134	35
Miquetla	248	35
Miahuapan	431	35

Tabla 10. Características de los bloques licitados en Chicontepec (PEMEX, 2013).

A continuación se describen brevemente las características de cada área.

- Humapa

Se localiza al oeste del paleocanal, al sudoeste del bloque Miquetla. Tiene una extensión de 128 km² y un total de 42 pozos. Su producción inició en 1978.

La explotación comercial de aceite en esta área contractual, inicia en junio de 2009 y la producción está asociada principalmente a los campos Humapa y Coyol. La producción máxima alcanzada fue de 1,274 bpd de aceite en enero de 2012.

En Junio de 2012, su producción fue de 1,175 bpd; 2,148 Mpcd; 107 barriles de agua por día de 30 pozos en operación (fig. 6).

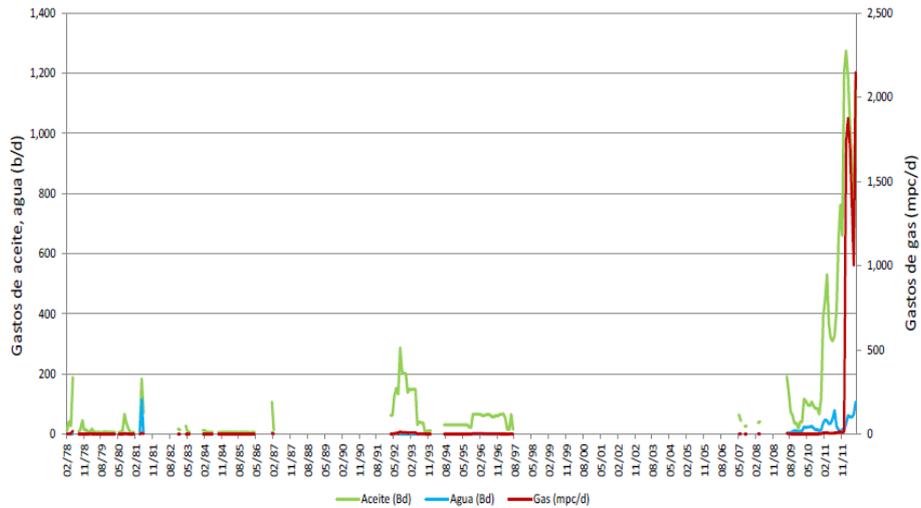


Fig 6. Historia de producción del bloque Humapa (PEMEX, 2013).

La producción acumulada total en este bloque hasta Junio de 2012 es 522,269 barriles y 273,088 millones de pies cúbicos de gas

La producción principalmente proviene de las areniscas de la Formación Chicontepec. La información sísmica y los registros geofísicos de pozo en el bloque y alrededores indican la presencia de areniscas bien desarrolladas de la Formación Chicontepec. La información también indica la presencia de oportunidades más someras en la Formación Tantoyuca

- Miahuapa

El descubrimiento de los Campos existentes en el area contractual Miahuapan, fue en el año de 1948, con la perforación del pozo Miahuapan-5, en el año 1957.

La producción máxima alcanzada fue de 1,080 bpd de aceite en junio de 1976 de la Formación Tamabra; actualmente (30/06/2012) produce 348 bpd de aceite (fig 7 y tabla 11).

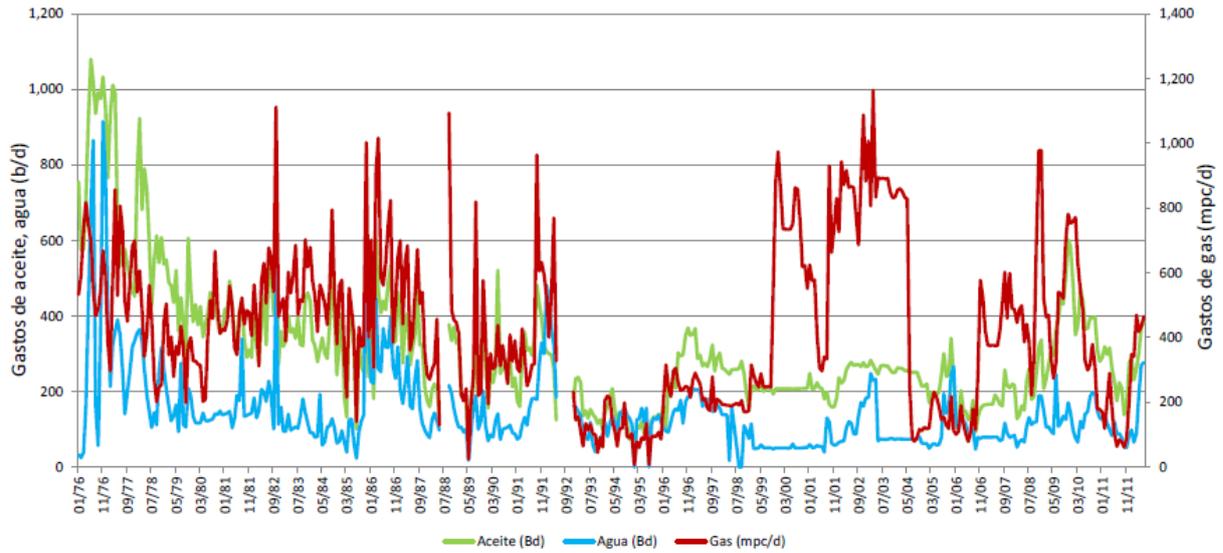


Fig 7. Historia de producción del área Miahuapa (PEMEX, 2013)

Área desarrollada por campo	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	(Km ²)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (Mbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMbl)
128	747.573	297.656	13.56	54.69	42.256	5.72	101.35	295.524

Tabla 11. Volumen original, producción y reservas remanentes del área Miahuapan (PEMEX, 2013).

- Miquetla

El descubrimiento del área contractual Miquetla, fue en marzo de 1948 con la perforación del pozo Miquetla-1. El primer pozo productor fue el Miquetla-3 en el año de 1959, éste produjo un gasto de aceite de 195 bpd (fig 8 y tabla 12).

Después del descubrimiento, el área fue desarrollada alcanzando una producción máxima 3,586 bpd en el mes de octubre de 1981 (asociada al Terciario) con 50 pozos productores activos. La explotación comercial de aceite en esta área contractual inicia en mayo de 1972.

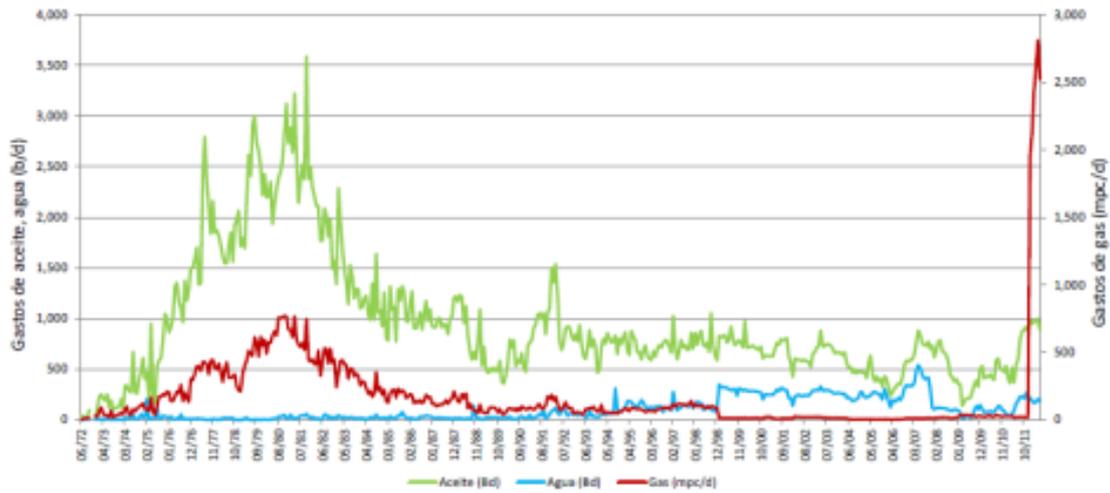


Figure 8. Historia de producción del área Miquetla (PEMEX, 2013)

Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)
112	1,340.00	667.485	9.0	56.0	10.767	2.042	118.022	317.784

Tabla 12. Volumen original, producción y reservas remanentes del área Miquetla (PEMEX, 2013).

- Soledad

El descubrimiento del bloque Soledad fue en septiembre de 1944 con la perforación del pozo Soledad-1, el cual produjo 44 bpd de la Formación Tamab, el pozo fue abandonado como productor no comercial. El primer pozo productor del bloque fue el Soledad-101, perforado en el año de 1961 en la Formación Tamabra. La producción máxima alcanzada fue de 7,244 bpd, con 133 pozos activos en abril de 1980 (fig 9 y tabla 13).

La explotación comercial de aceite en este bloque inició en 1972 y la producción es asociada a los yacimientos del bloque Soledad.

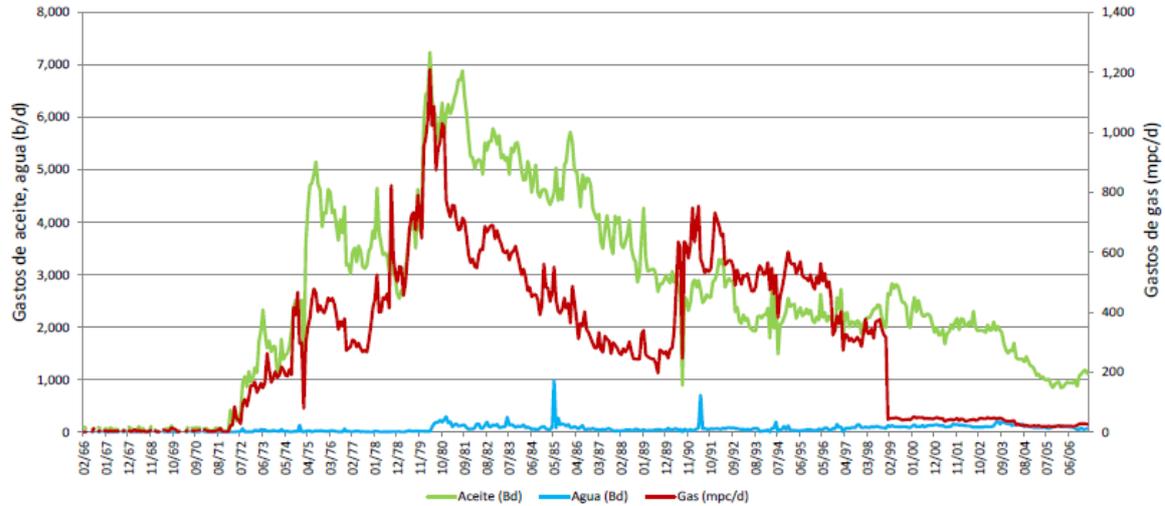


Fig 9. Historia de producción del área Soledad (PEMEX, 2013)

Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)
125	1,709.062	1,208.686	8.0	56.0	39.00	5.70	85.780	201.057

Tabla 13. Volumen original, producción y reservas remanentes del área Soledad (PEMEX, 2013)

En México se tienen cinco provincias de oportunidad identificadas para la producción de aceite y gas de lutita en las cuencas: Chihuahua, Burgos, Sabinas, Veracruz y Tampico-Misantla (fig. 10). Pemex ha perforado 11 pozos no convencionales al día de hoy.

Las áreas contractuales descritas a continuación, son las áreas por las cuales Shell compró las bases de licitación con el objetivo de participar en esta. La justificación para elegir este par de bloques se explica en la estrategia de negocios que actualmente tiene Shell; los yacimientos no convencionales son parte de esta estrategia.

Al contemplar la estrategia de negocio de Shell, los bloques elegidos son Amatitlán y Pitepec (fig. 11), las consideraciones para la justificación incluye que estos bloques están más cercanos a la Sierra Madre Oriental, donde se ubica la Cuenca Foreland, lo que implica mayor profundidad y por lo tanto mayor madurez termal en las rocas, con lo que se la probabilidad de hallar condensados es más alta. En conjunto son oportunidades económicamente de gran interés.

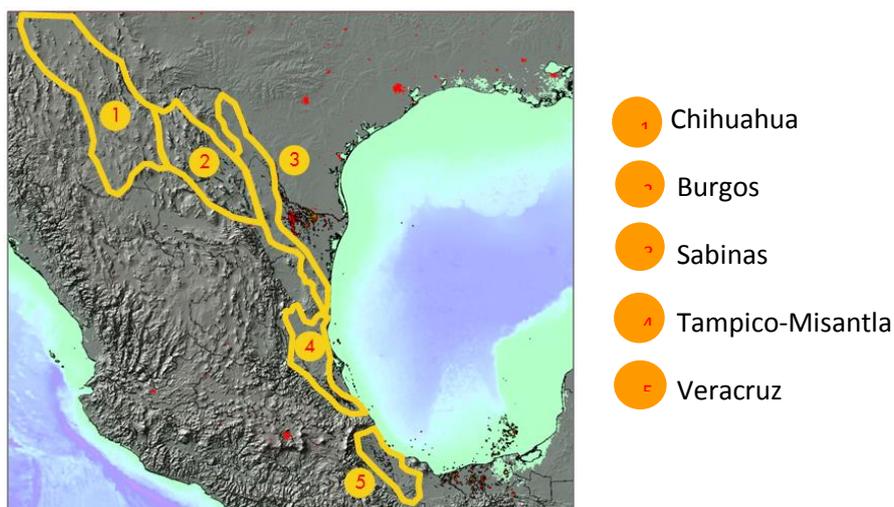


Fig 10. Áreas con lutitas orgánicas en México (Technical DRB, Shell, 2013).

También es importante la distribución de aceite, tiende a ser más ligero en el Norte de la zona, son las áreas licitadas de mayor extensión, y su producción convencional es mínima, es decir, la infraestructura es escasa. Esto es favorable porque si la estrategia es la producción no convencional, la infraestructura sería un obstáculo.

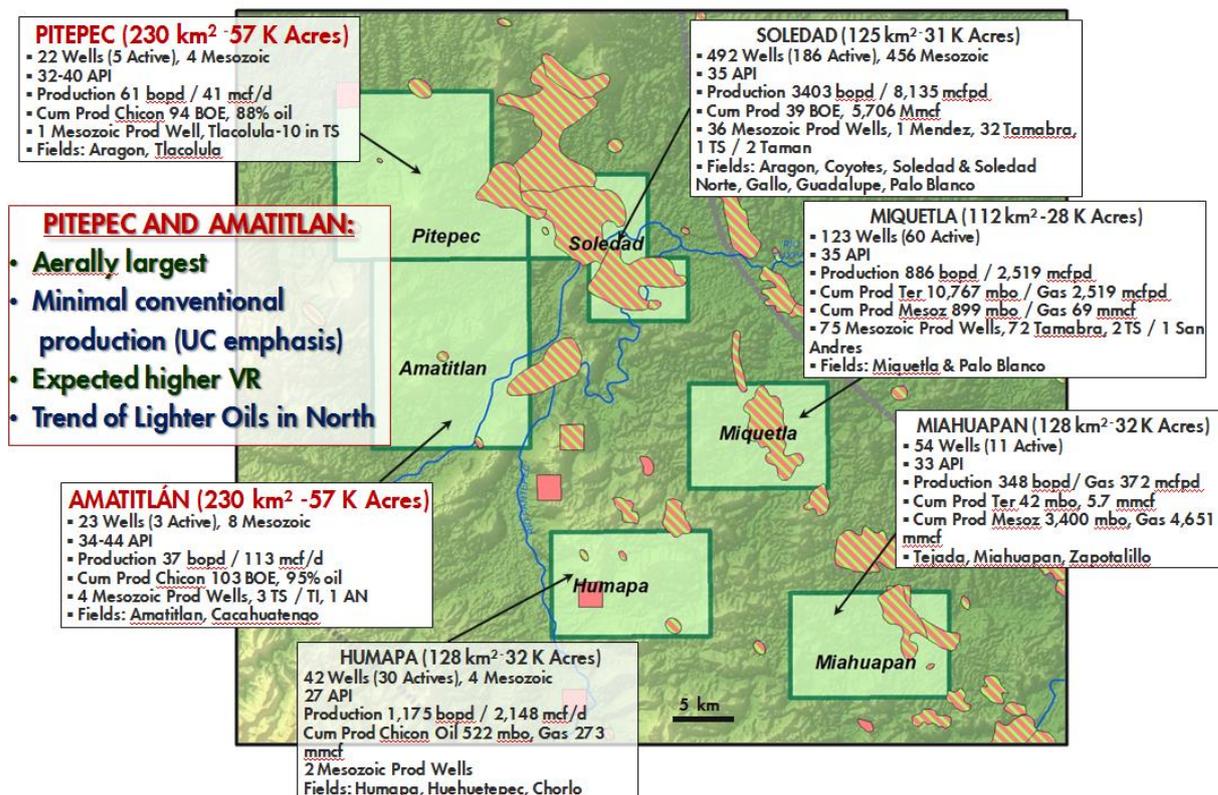


Figure 11. Bloques licitados por PEMEX en la tercera ronda de CIEP en Chicontepec y sus características (Informe interno, Shell 2013)

- Amatlán

El bloque Amatlán localizado al Noroeste del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, tiene 128 km² de extensión, está ubicado a 68 km de la Ciudad de Poza Rica, Ver..

Su campo principal, Amatitlán, se descubrió en 1962. Se observaron manifestaciones de aceite y gas en el pozo Amatitlán-1, en rocas carbonatadas de la Formación Tamaulipas Superior.

Se han perforado 14 pozos, actualmente ninguno está operando. La producción máxima alcanzada es de 25,279 bpd de aceite en 2003, en el campo principal del bloque (fig 12 y tabla 14).

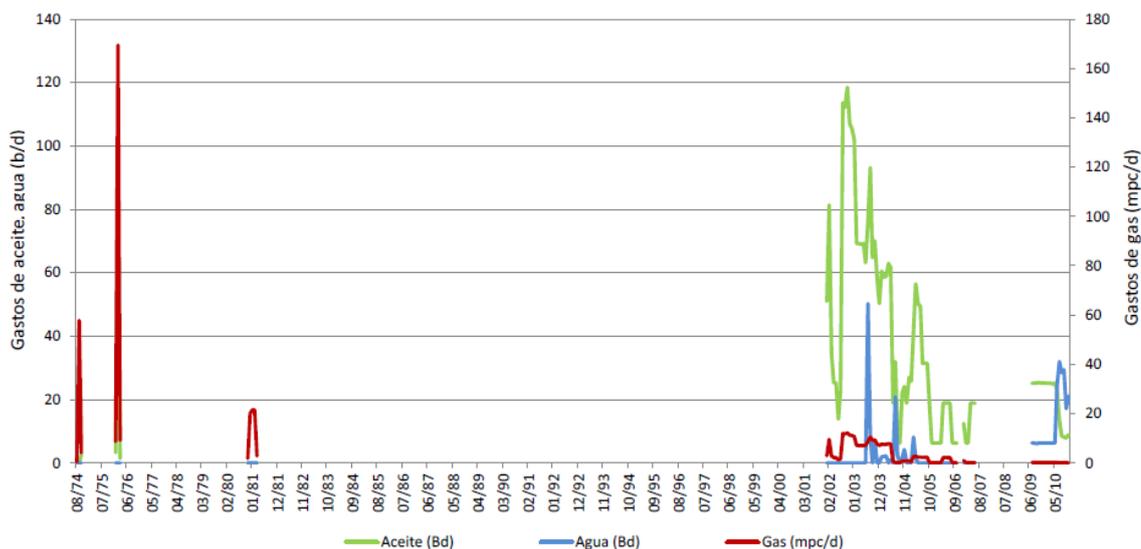


Figure 12. Historia de producción del área Amatitlán (PEMEX, 2013)

Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (Mbl)	Gas (MMpc)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)
128	1,819.85	886.774	6.00	48.00	98.86	17.75	100.62	293.712

Tabla 14. Volumen original, producción y reservas remanentes del área Amatitlán (PEMEX, 2013).

- Pitepec

Se aproxima a los 128 km² en extensión y se encuentra al noroeste del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, a 77 km de la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

Los Campos Aragón y Tlacolula son los principales. El área contractual fue descubierta en 1943, su primer pozo productor fue el Aragón-78, terminado en Junio de 1978.

Se han perforado 11 pozos de los cuales sólo 1 se encuentra operando. Su producción máxima fue en 1990, con 62 bpd (fig 13 y tabla 5).

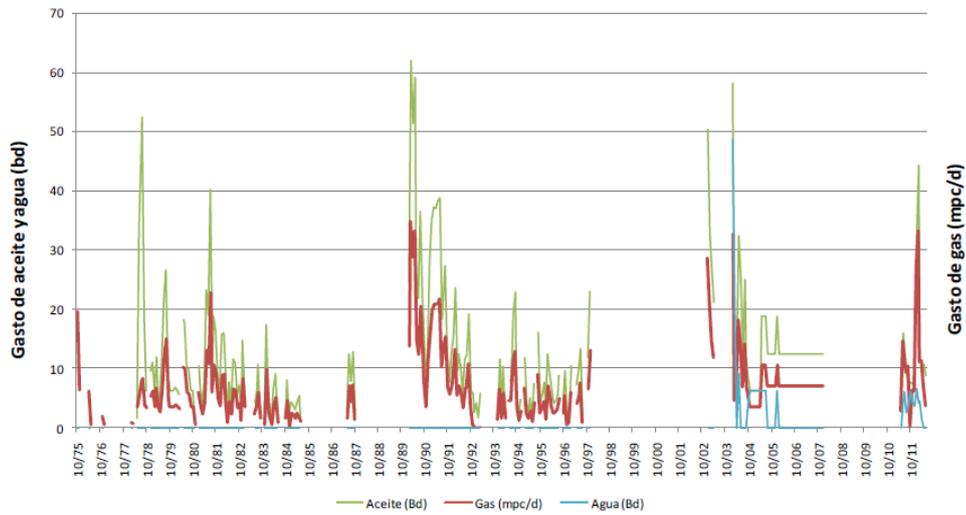


Figure 13. Historia de producción del área Pitepec (PEMEX, 2013).

Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (Mbl)	Gas (MMpc)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)
128	1,836.00	705.00	6.5	49.8	82.696	46.835	118.759	351.110

Tabla 15. Volumen original, producción y reservas remanentes del área Pitepec (PEMEX, 2013).

V. CONCLUSIONES

Este proceso de licitación fue algo completamente diferente a lo que PEMEX ha estado manejando desde sus inicios. Es claro que se buscaba captar la atención de las grandes internacionales y lo logró.

La evaluación comercial de la licitación concluye positivamente, con una buena impresión de la disposición de PEP para llevar a cabo los proyectos, se esforzó por innovar con este contrato. Se lograron cambios en algunas cláusulas del contrato, algo que un PEP anterior no habría permitido, sin embargo, aún se pueden revisar diferentes aspectos.

Un tema inquietante es el tiempo de transición y el periodo inicial. No existe apoyo para extender estos periodos que pueden perjudicar en gran medida al Contratista en cuestión.

Aunque la información técnica proporcionada es escasa y sobre todo incierta, sí se considera como un área favorable para una producción redituable de hidrocarburos. Finalmente se estimó una recuperación de 180 MMBpce por ambos bloques; aun contemplando que los yacimientos se caracterizan por su baja permeabilidad y presión que tendrán la consecuencia de una difícil explotación.

La expectativa Reforma del Sector Energético en México podría permitir esquemas más atractivos para la explotación de estos yacimientos por las compañías extranjeras.

A pesar de la favorable evaluación técnica, económicamente es un proyecto de gran riesgo, sumado a los términos no favorables del Contrato. Por lo tanto, comercialmente no es un proyecto atractivo.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- a. Puntos relevantes de la Reforma Energética. *Centro de estudios de las finanzas públicas, H. Cámara de Diputados, LX Legislatura*, Octubre de 2008.
- b. White & Case (Mayo 2008). *Reforma Energética*.
- c. Santillán–Piña N., y Aguayo–Camargo J.E. (jul/sep 2011). *Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro–Oriente de México*. *Revista de Ingeniería, investigación y tecnología*, vol.12 no.3 México
- d. Información Pública para la licitación de la Primera Ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción de Campos Maduros de la Región Sur. *Pemex*, 2011.
- e. Información Pública para la licitación de la Segunda Ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción de Campos Maduros de la Región Norte. *Pemex*, 2012.
- f. Información Pública para la licitación de la Tercera Ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción de Chicontepec. *Pemex*, 2013.
- g. Technical Dashboard Review Briefing. *Shell*, April 2013
- h. Informe interno, *Shell México*, 2013
- i. Pemex, 2013. *Reservas de Hidrocarburos*.

ANEXO A¹

DEFINICIÓN DE VOLUMENES DE HIDROCARBUROS Y CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS.

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento.

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

El volumen original de hidrocarburos es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.

Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como recurso prospectivo.

El recurso prospectivo o potencial puede alcanzar un volumen de 52.3 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El volumen original de hidrocarburos descubiertos puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas.

Los recursos contingentes son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, las cuales potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas comercialmente explotables. Pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o bien, donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

La mayor parte del recurso prospectivo se encuentra en las Cuencas del Sureste y en la Cuenca del Golfo de México profundo.

Cuencas	Recurso Prospectivo (miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)
1. Sabinas	0.3
2. Burgos	3.1
3. Tampico-Misantla	1.7
4. Veracruz	0.7
5. Sureste	16.7
6. Golfo de México Profundo	29.5
7. Plataforma de Yucatán	0.3
Total	52.3

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya.

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

Las Reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas.

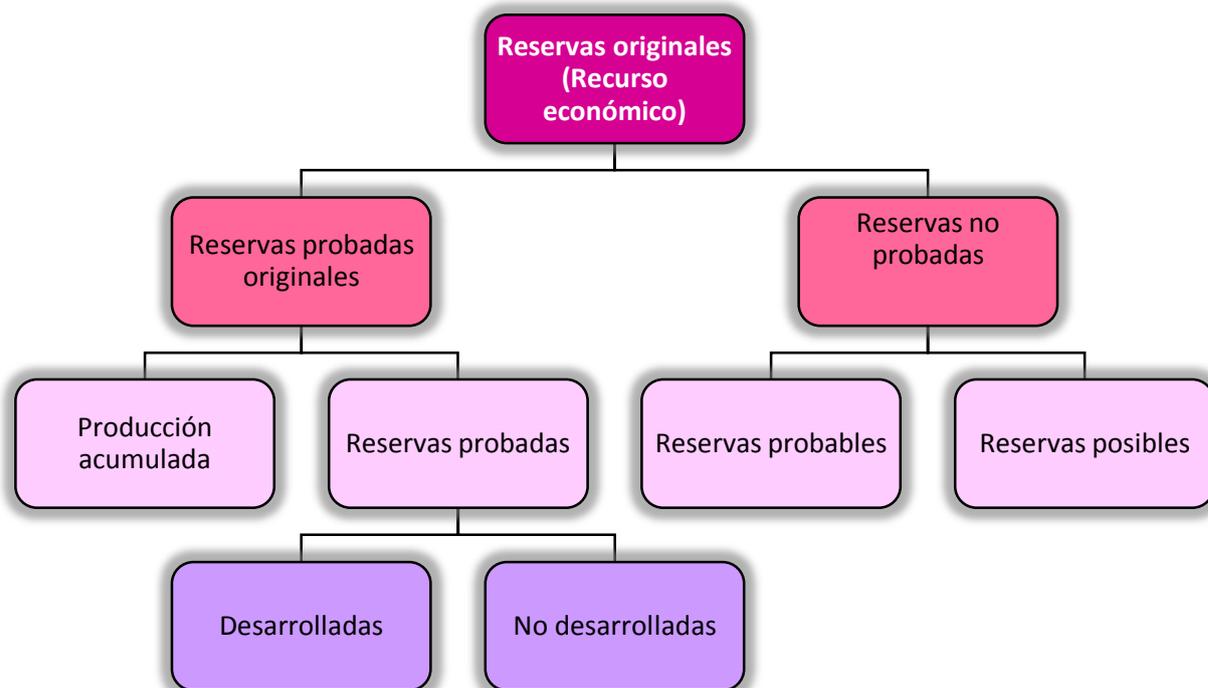


Fig 14. Clasificación de las reservas. (PEMEX, 2013)

Las reservas probadas (1P) de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.

Las reservas probadas de hidrocarburos de México se evaluaron de acuerdo con los criterios y definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos, reportando reservas remanentes al 1 de enero de 2009 por 14 mil 307.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC.

Las reservas probadas desarrolladas son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura v requerida para el proceso esté instalado cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

Las reservas no probadas son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

Las reservas probables son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

Las reservas 2P son la adición de reservas probadas y probables.

Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Las reservas totales son también conocidas como 3P. Las reservas totales son la adición de reservas probadas, probables y posibles.

1P= reservas probadas

2P= reservas 1P + reservas probables

3P= reservas 2P + reservas posibles.

