



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), Contratos
Integrales de Exploración y Producción (CIEP):
Respuesta, resultados de producción, análisis de su
desempeño y perspectivas a futuro**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Iván Escobar Hernández

DIRECTOR DE TESIS

Lic. Favio Erazo Barbosa Cano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

AGRADECIMIENTOS.

Este trabajo está dedicado a todas aquellas personas que, de una u otra forma, han aportado enseñanzas a lo largo de mi vida. Aquí culmina una etapa muy importante y todo esto es gracias a ellos. Sin embargo me gustaría resaltar...

A mis padres y hermanos, quienes siempre creyeron en mí y me han apoyado e impulsado a seguir adelante

A Mich, Joy, Dany y Ana que siempre han sido mi motivación.

A Osmar, Daniel, Néstor, Eduardo y Gil los mejores amigos que pude encontrar y a quienes considero familia.

A mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México que me dio todo sin pedir nada a cambio.

A todos mis profesores, pero en especial al Lic. Fabio, un gran académico, mejor persona y de ahora en adelante un colaborador y, espero, gran amigo.

Por ultimo pero no menos importante a mis sinodales por su tiempo y apoyo

ÍNDICE.

AGRADECIMIENTOS.....	1
ÍNDICE.....	2
RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	6
INTRODUCCIÓN.....	7
CAPITULO I- CONTRATOS DE OBRA PÚBLICA FINANCIADA (COPF).....	8
CAPITULO II- CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN (CIEP).....	10
CAPITULO III- RONDAS.....	11
CAPITULO IV- RESPUESTA Y RESULTADOS.....	12
4.1. COPF.....	12
4.2. CIEP.....	21
4.2.1 Región Sur.....	21
♦ Área Carrizo.....	24
♦ Área Magallanes.....	25
• Otates.....	26
• Magallanes.....	27
♦ Área Santuario.....	29
• El Golpe.....	29
• Santuario.....	30
• Caracolillo.....	32
4.2.2 Región Norte.....	33
♦ Área Altamira.....	39
♦ Área Arenque.....	40
♦ Área Atún.....	42
♦ Área Pánuco.....	42
♦ Área San Andrés.....	43
♦ Área Tierra Blanca.....	45
4.2.3 Chicontepec.....	47
♦ Amatitlán.....	53
♦ Humapa.....	54
♦ Mihuapan.....	55
♦ Miquetla.....	57
♦ Pitepec.....	58
♦ Soledad.....	59
4.3. Rondas.....	62
4.3.1 Ronda Cero.....	63
4.3.2 Ronda Uno.....	64
♦ Licitación 01.....	65
♦ Licitación 02.....	68
♦ Licitación 03.....	70
♦ Licitación 04.....	75
♦ Resumen R01.....	78
4.3.3 Ronda 2.....	79
♦ Licitación 01.....	79
♦ Licitación 02.....	84

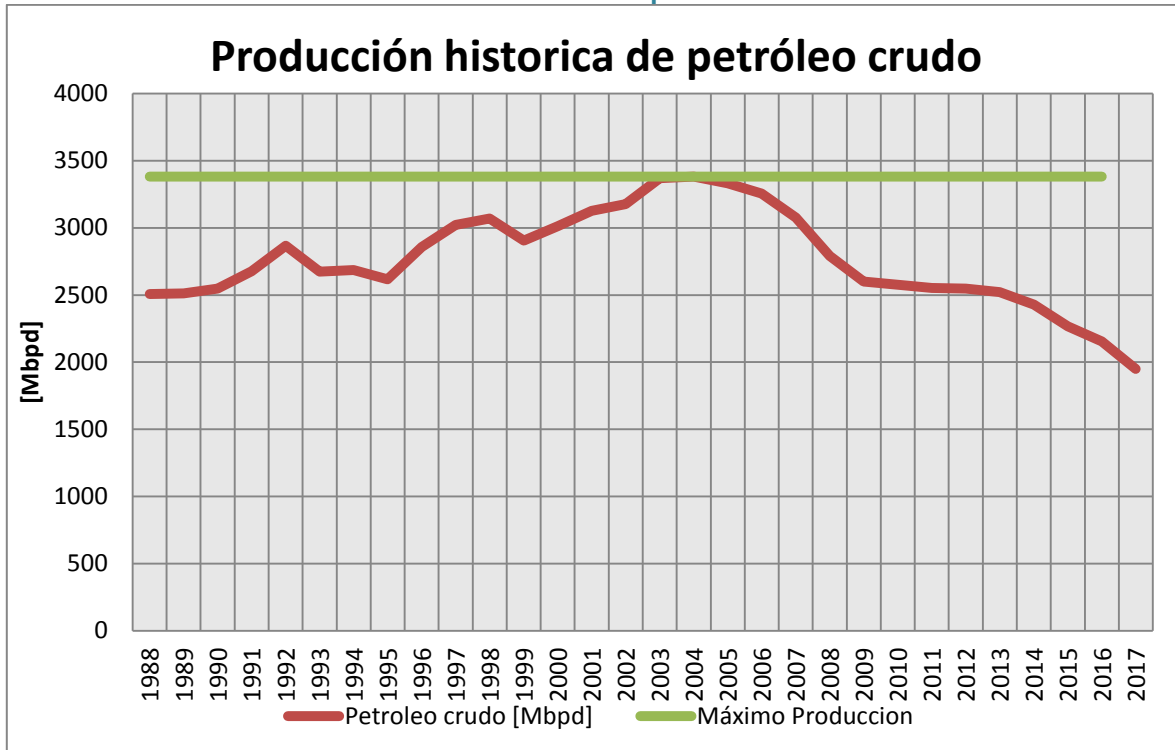
◆ Licitación 03.....	87
◆ Licitación 04.....	91
◆ Resumen R02.....	97
4.3.4 Migraciones.....	98
CONCLUSIONES	99
ANEXO1. CONTRATOS DE OBRA PÚBLICA FINANCIADA	102
ANEXO 2. CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	106
ANEXO 2.1. Region Sur.....	107
Históricos de Producción.....	107
• Área Carrizo.....	107
• Área Magallanes.....	108
• Área Santuario.....	110
ANEXO 2.2. Region Norte.....	113
Históricos de Producción.....	113
• Área Altamira	113
• Área Arenque	114
• Área Atún.	115
• Área Pánuco	116
• Área San Andrés.	117
• Área Tierra Blanca	118
ANEXO 2.3. Chicontepec.....	119
Históricos de Producción.....	119
• Área Amatitlán.	119
• Área Humapa.....	120
• Área Miahuapan.....	121
• Área Miquetla.....	122
• Área Pitepec.	123
• Área Soledad	124
ANEXO 3. RONDAS	125
ANEXO 3.1. Ronda 1. Operadores que firmaron el contrato de las áreas adjudicadas.	126
ANEXO 3.2. Ronda 2. Operadores que firmaron el contrato de las áreas adjudicadas.	128
BIBLIOGRAFÍA.....	131

RESUMEN.

El descubrimiento de los depósitos petroleros de Reforma (en Chiapas y Tabasco) y Cantarell (en Campeche), dieron un impulso a la producción petrolera de finales de los años 70 y principios de la siguiente década, lo cual conllevó a un descuido de los campos maduros y centrar la atención en el mega yacimiento Cantarell.

En 2004 la producción alcanza su máximo con 3.383 [Mbpd], sin embargo, a partir de 2005 la producción comienza a reducirse (**Gráfica 1**), resultado del agotamiento de los principales pozos productores y una baja tasa de restitución de las reservas petroleras.

Gráfica 1. Producción histórica de petróleo crudo en México.



Fuente: Elaboración propia con cifras del Anuario Estadístico de PEMEX.

Como resultado de la búsqueda de nuevos esquemas de contratación para aumentar la producción de gas en México y reducir las importaciones, Petróleos Mexicanos realizó tres rondas de licitación de contratos para ejecutar obras y servicios necesarios para la producción de gas natural desde 2003 hasta 2008, en consecuencia firmó nueve Contratos de Obra Pública Financiada (COPF).

Más tarde, el 28 de octubre de 2008, el Congreso de la Unión aprobó la Reforma Energética, resultado de la iniciativa del Ejecutivo Federal y de la participación activa de todos los grupos parlamentarios. Con la nueva Ley de Petróleos Mexicanos, expedida el 28 de noviembre de 2008, culminó el proceso de revisión del marco jurídico que regía hasta esa fecha la gestión de la industria petrolera. Con este nuevo instrumento y los cambios a las leyes que integraron la Reforma Energética, Petróleos Mexicanos tienen mayor flexibilidad en aspectos fundamentales de su gestión. Entre los que cabe destacar:

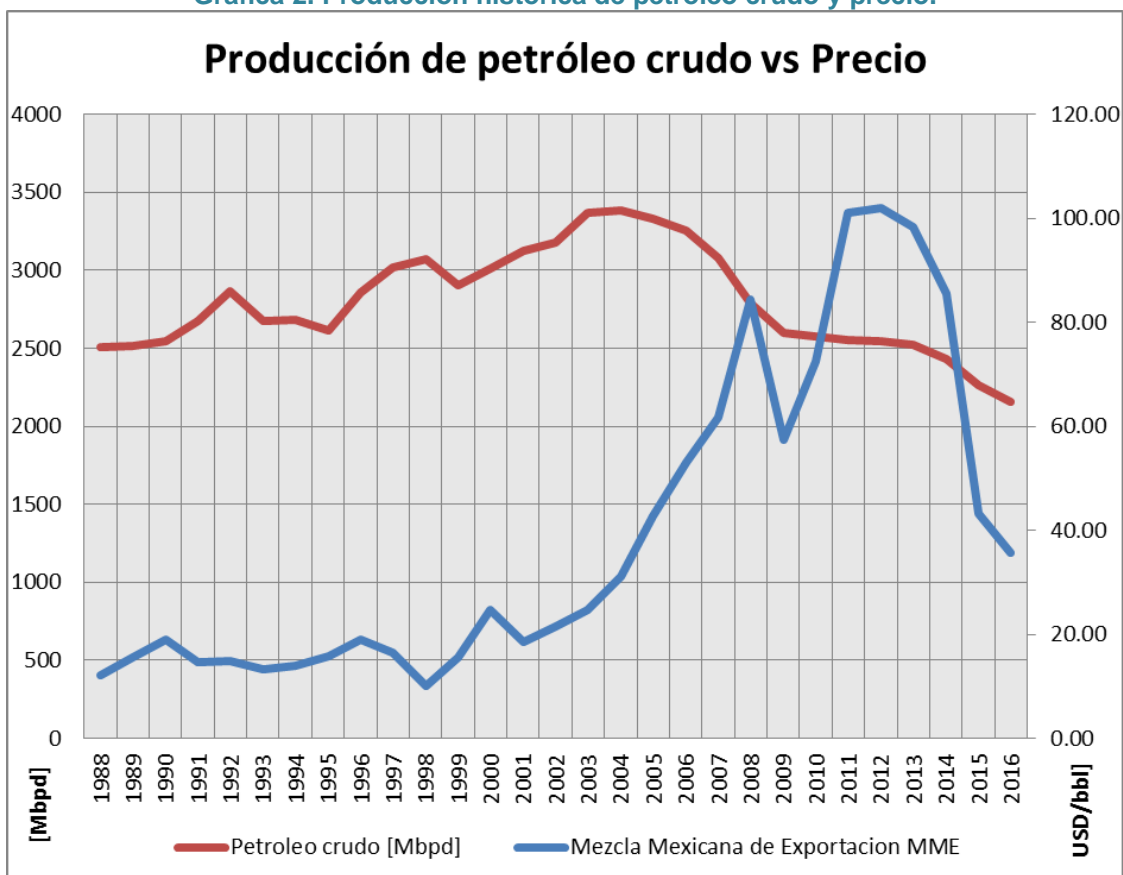
“Un régimen contractual específico mediante el cual Petróleos Mexicanos podrá enfrentar con mayor flexibilidad la incertidumbre que caracteriza sus actividades; optar por modalidades especiales de contratación, siempre con un precio cierto;...”

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. Esto dio pie al desarrollo de Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), en consecuencia se realizaron 3 rondas de licitación (Región Sur, Norte y Chicontepec), con 15 áreas para su licitación.

Para 2013 surge una nueva Reforma Energética. La cual fue una modificación en los artículos 25,27 y 28 de la Constitución, las cuales no violaban lo establecido anteriormente, referente a la propiedad de los hidrocarburos en suelo nacional; pero si incentivaban al sector privado y extranjero a invertir en nuestro país.

Un posible factor para acelerar la Reforma Energética fue el desplome de la producción en 2005 y la tendencia en el incremento del precio por barril de crudo; aún no se tenían indicios de la abrupta caída de los precios que se atravesaría a partir de 2012 (Gráfica 2).

Gráfica 2. Producción histórica de petróleo crudo y precio.



Fuente: Elaboración propia con cifras del Anuario Estadístico de PEMEX y del Servicio Geológico Mexicano.

El objetivo de la tesis es realizar el estudio de la respuesta de las compañías que participaron en las licitaciones, desde los COPF, CIEP e incluso en las Rondas. En segunda instancia revisar los resultados de producción de los campos adjudicados tanto en los COPF como en los CIEP; así como visualizar oportunidades futuras. Así mismo abordar el tema de las migraciones de los COPF y CIEP a las nuevas modalidades contractuales de Exploración y Extracción, ya que de los 22 contratos, 11 debían haber migrado en diciembre de 2014 y el resto antes de concluir el primer semestre de 2015, según el calendario de la Secretaría de Energía.

ABSTRACT.

The discovery of the oil reservoirs of Reforma (Chiapas and Tabasco) and Cantarell (Campeche), gave an impulse to the oil production of the end of the 70's and the beginning of the next decade, which led to an carelessness of the mature fields and focus on the mega reservoir Cantarell.

In 2004 production reached its peak at 3.383 [Mbpd], however, as of 2005, production begins to decrease (Graph 1), as a result of the depletion of the main producing wells and a low rate of restitution of oil reserves.

As a result of the search for new contracting schemes to increase gas production in Mexico and reduce imports, Petróleos Mexicanos conducted three rounds of bidding for contracts to carry out works and services necessary for the production of natural gas from 2003 to 2008, it signed nine Public Financed Work Contracts (COPF).

Later, on October 2008, the Congress of the Union approved the Energy Reform, as a result of the initiative of the Federal Executive and the active participation of all the parliamentary groups. With the new Law of Petróleos Mexicanos, issued on November 2008, the process of reviewing the legal framework that governed until then the management of the oil industry was completed. With this new instrument and the changes to the laws that integrated the Energy Reform, Petróleos Mexicanos has greater flexibility in fundamental aspects of its management. Between which it is possible to emphasize:

"A specific contractual regime through which Petróleos Mexicanos will be able to face with greater flexibility the uncertainty that characterizes its activities; opt for special hiring modalities, always with a certain price; ... "

The reform opened PEMEX on hiring issues. The reform initiative allows PEMEX to contract national and international oil companies under more attractive and balanced contractual models, both for PEMEX and the industry. This led to the development of Comprehensive Contracts for Exploration and Production (CIEP), as a result 3 bidding rounds were held (Region Sur, Norte and Chicontepec), with 15 areas for bidding.

For 2013 a new Energy Reform emerges. Which was a modification in Articles 25,27 and 28 of the Constitution, which have not been violated in the past, refer to the ownership of hydrocarbons in the national soil; but it did encourage the private and foreign sectors to invest in our country.

A possible factor to accelerate the Energy Reform was the collapse of production in 2005 and the trend of increase in the price per barrel of crude oil; there were still no indications of the abrupt fall in prices that would be traced as of 2012 (Graph 2).

The objective of the thesis is to study the response of the companies that participated in the bids, from the COPF, CIEP and even in the Rounds. On the other hand, review the production results of the awarded fields in both the COPF and the CIEP; as well as visualize future opportunities.

Also study the future of migrations of the COPF and CIEP to the new contractual modalities of Exploration and Extraction, due to 11 of these contracts should have migrated in December 2014 and the rest before the end of the first half of 2015, according to the Energy Secretariat.

INTRODUCCIÓN.

Con la aprobación de la Reforma Energética en 2013, la incertidumbre en el sector energético incremento, en especial el de hidrocarburos. Algunas de las cuestiones son ¿Qué pasara con PEMEX?, ¿Cómo impactara la entrada de la inversión privada y extranjera en la producción de hidrocarburos?, ¿Es la mejor opción?, entre otras. Para dar respuesta a todas estas preguntas es necesario analizar el resultado obtenido de algún evento previo de la misma índole.

Por ahora nuestro país solo cuenta con dos eventos de adjudicación de áreas productoras de hidrocarburos que podrían aportar información de valor: los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) y los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP).

El análisis del interés y los resultados que las compañías presentaron en estos eventos es de gran importancia ya que retroalimentara las licitaciones futuras. El Estado no puede repetir los mismos errores y su tarea más importante es valorar la capacidad de PEMEX para poder mantenerla en la competencia.

CAPITULO I- CONTRATOS DE OBRA PÚBLICA FINANCIADA (COPF).

Pemex Exploración y Producción (PEP) fue creado el 16 de julio de 1992 como organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos (PEMEX), con el propósito de explorar y explotar el petróleo y el gas natural, transportar, almacenar y comercializar sus productos, a fin de satisfacer la demanda nacional de petróleo crudo y gas natural , así como generar excedentes para la exportación.

Durante el periodo 1992-2006 la producción, en materia de gas natural, oriento sus acciones a intensificar las actividades de exploración y extracción sobre todo en la región Norte, debida al incremento en la demanda principalmente del subsector eléctrico.

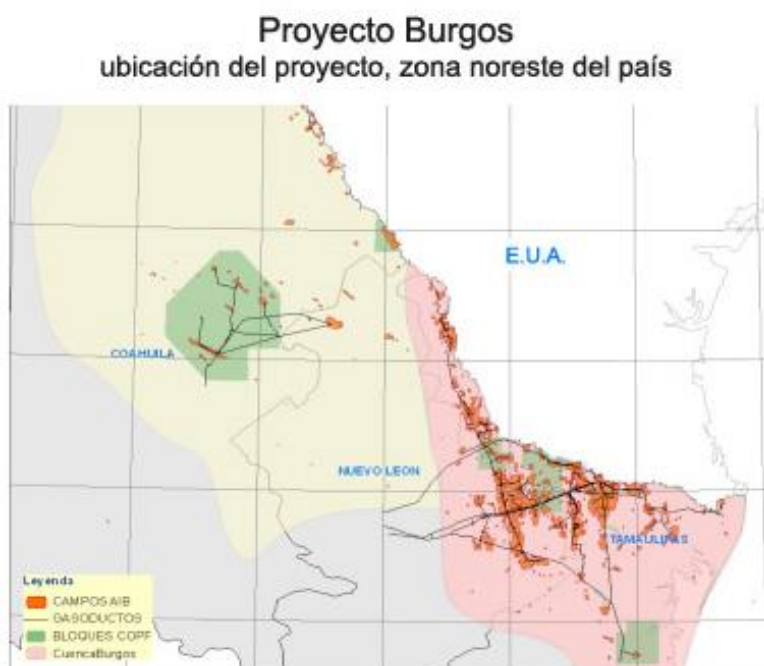
A finales de 1990 la demanda de gas natural registró tasas de crecimiento superiores a la oferta nacional, lo que originó recurrir a importaciones.

A fin de incrementar la oferta de gas, en la región Norte se implementó un esquema de inversión denominado Pidiregas, sustentado en financiamientos provenientes de inversionistas privados, donde el sector público comienza a pagar la inversión, con los flujos de los proyectos, una vez recibidos los proyectos a entera satisfacción por la entidad contratista.

El 30 Mayo de 2001 el Consejo de Administración de PEP aprobó un nuevo esquema contractual y complementario a los utilizados: el Sistema Integral de Servicios denominado Contratos de Servicios Múltiples (CSM). La operación de los CSM consiste en la firma de un contrato que se extendería entre 10 y 20 años, dependiendo de este, mediante el cual se encomienda al contratista un área de trabajo para que ejecute las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de un campo de gas natural, y entregue la máxima cantidad de gas natural a PEP (más tarde PEP considero conveniente utilizar el término legal Contratos de Obra Pública Financiada COPF).

Esa modalidad de contratación se llevaría a cabo mediante la licitación de bloques productivos en la región norte, ubicados en los estados de Nuevo León, Tamaulipas y Coahuila. En total fueron licitadas 11 áreas, de las cuales 9 fueron asignadas.

Mapa 1. Ubicación de los bloques licitados mediante COPF.



Fuente: PEMEX

Los propósitos de los CSM fueron los siguientes:

- Alcanzar una producción de 1,000 millones de pies cúbicos de gas natural a partir de 2007.
- Incluir un sistema financiero aportado por el contratista que ampliara las fuentes de financiamiento de PEP.
- Permitir el pago a partir de los ingresos obtenidos por la venta de la producción y la ejecución de proyectos de producción de gas no asociado.
- Obtener menores costos de producción respecto a los de importación.
- Generar ahorros potenciales en el costo de producción y flujos positivos para el Estado.
- Este esquema es jurídicamente viable sin necesidad de modificar la Constitución, para que firmas expertas en el ramo de cualquier parte del mundo construyan y financien obras y provean servicios de mantenimiento para elevar la producción de gas.

Cada contrato contaba con un Programa Anual de Trabajo (PAT), en el cual se precisaban las actividades que se realizarían durante el año, como las siguientes:

- Obras de desarrollo.
Se ejecutan obras prospección sísmica, estimulación, perforación de pozos nuevos, terminación de pozos, fracturamiento hidráulico, reparación mayor de pozos, abandono de pozos y abandono de infraestructura.
- Obras de desarrollo y reactivación.
Se ejecutan el mismo tipo de obras que en la primera fase, únicamente se adiciona la perforación de pozos nuevos en el área de trabajo.
- Obras de recuperación máxima
Se ejecutan obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento, entre ellas, construcción y reparación de caminos de acceso, preparación de los lugares para la infraestructura, construcción e instalación de compresores y medidores, gasoductos y cualquier equipo para el acondicionamiento del gas, líneas de recolección, etc.

De acuerdo con los contratos, PEP tenía derecho a aplicar penalizaciones y penas convencionales cuando existían atrasos por parte del contratista en la ejecución de su PAT y atrasos en las fechas establecidas para el cumplimiento de las obligaciones contractuales relacionadas con la ejecución de las obras, por causas imputables al mismo.

CAPITULO II- CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN (CIEP).

Los principios que rigen a la industria petrolera en nuestro país se encuentran en los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. De éstos se derivan las Leyes Secundarias, Reglamentos, Directivas y Normas Oficiales Mexicanas que establecen la regulación de las actividades de Exploración y Explotación de los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos dentro del territorio nacional.

El 8 de abril de 2008, el C. Presidente de la República, Felipe Calderón Hinojosa, presentó a la Cámara de Senadores una Iniciativa para reformar el sector energético, cuyos propósitos generales eran los siguientes:

- Fortalecer y dar herramientas a Petróleos Mexicanos que lo consolidaran como una entidad prospera que siguiera contribuyendo al desarrollo social de México.
- Permitir el aprovechamiento de terceros mediante mecanismos de colaboración para reducir costos de operación y mejorar el desempeño de los participantes, sin comprometer la propiedad del hidrocarburo.
- Dar mayor flexibilidad en el ámbito presupuestario y de gestión de Petróleos Mexicanos.
- Fortalecer la estructura corporativa de PEMEX optimizando el valor de la empresa.

La propuesta inicial estaba conformada por 5 iniciativas; después de un largo debate nacional sobre el tema, el 28 de octubre de 2008, la Cámara de Diputados aprobó la Reforma Energética que consto de 7 dictámenes (**Cuadro 1**).

Cuadro 1. Propuesta del Ejecutivo Federal y la Reforma aprobada por el Legislativo.

Propuesta del Ejecutivo Federal	Dictámenes aprobados por el Legislativo Federal
1. Iniciativa de Decreto por el que se reforma y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.	1. Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo. 2. Ley de Petróleos Mexicanos.
2. Iniciativa de Decreto por el que se expide la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos.	3. Ley de la Comisión Reguladora de Energía. 4. Ley para el aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
3. Iniciativa de Decreto por el que se reforma la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.	5. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
4. Iniciativa de Decreto por la que se expide la Ley de la Comisión del Petróleo.	6. Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
5. Iniciativa de Decreto por el que se reforman diversos artículos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.	7. Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Fuente: Elaboración propia con cifras del Comité del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, H. Cámara de Diputados, LX Legislatura.

Con la aprobación de estos dictámenes se dio apertura a los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), con 3 rondas de licitación y 15 áreas para su licitación.

CAPITULO III- RONDAS.

Antes de la Reforma, la Constitución obligaba a Pemex a llevar a cabo, por sí solo, todas las actividades de la industria petrolera, sin importar las limitaciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeto.

La Reforma Constitucional, publicada el 20 de Diciembre de 2013, incluye modificaciones a los Artículos Constitucionales 25, 27 y 28. Con ello se establece la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a Pemex, e incorpora también la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas, por sí solas en asociación con Pemex.

La Reforma busca, entre otros, los siguientes objetivos:

- Mantener la propiedad de la nación sobre los hidrocarburos presentes en el subsuelo.
- Fortalecer a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad como Empresas Productivas del Estado.
- Reducir los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos.
- Atraer inversión al sector energético para impulsar el desarrollo del país.
- Mejorar el abasto de energía a mejores precios.
- Lograr tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas superiores a 100%.

Para ello fue necesario aprobar la Legislación Secundaria (7 de Agosto de 2014), la cual modifica 12 leyes y expide 9 más (**Cuadro 2**); con el objetivo de ampliar el marco legal y promover un uso más productivo y sostenible de los recursos en materia de energía del país.

Cuadro 2. Legislación Secundaria.

Leyes expedidas	Leyes modificadas
<ul style="list-style-type: none">• Ley de Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none">• Ley de Inversión Extranjera
<ul style="list-style-type: none">• Ley de la Industria Eléctrica	<ul style="list-style-type: none">• Ley de Minería
<ul style="list-style-type: none">• Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia energética	<ul style="list-style-type: none">• Ley de Asociaciones Público Privadas
<ul style="list-style-type: none">• Ley de Petróleos Mexicanos	<ul style="list-style-type: none">• Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
<ul style="list-style-type: none">• Ley de la Comisión Federal de Electricidad	<ul style="list-style-type: none">• Ley Federal de las Entidades Paraestatales
<ul style="list-style-type: none">• Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none">• Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
<ul style="list-style-type: none">• Ley de Energía Geotérmica	<ul style="list-style-type: none">• Ley de Obras Públicas y Servicios relacionados con las Mismas
<ul style="list-style-type: none">• Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none">• Ley de Aguas Nacionales
<ul style="list-style-type: none">• Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo	<ul style="list-style-type: none">• Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria
	<ul style="list-style-type: none">• Ley General de Deuda Pública
	<ul style="list-style-type: none">• Ley Federal de Derechos
	<ul style="list-style-type: none">• Ley de Coordinación Fiscal

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX.

Todo esto tuvo como consecuencia que, mientras las rondas anteriores solo mostraban un único modelo de contratación, esta nueva etapa se distinguiera de las anteriores por mostrar diferentes modalidades de contratación (Producción/Utilidad Compartida, Licencia y Servicios).

CAPITULO IV- RESPUESTA Y RESULTADOS.

4.1. COPF.

La escasa respuesta de compañías en la competencia de los campos licitados caracterizo estos procesos de licitación. En siete ocasiones Pemex aceptó la oferta del único concursante; para Fronterizo se presentaron dos propuestas pero una fue desechada por incumplimiento de las bases de licitación; sólo en un caso (Pandura Anáhuac) Pemex pudo seleccionar entre dos ofertas.

Pemex Exploración y Producción (PEP) señaló que el proceso se efectuó en 3 rondas (**Cuadro 3**):

- **Primer ronda (2003).**
Se adjudicaron los bloques Reynosa-Monterrey, Misión, Cuervito, Fronterizo y Olmos.
Los bloques Ricos y Corindón-Pandura quedaron desiertos.
Factor de éxito 71.42%
- **Segunda ronda (2004).**
Se adjudicaron los bloques Pandura-Anáhuac y Pirineo
También fue adjudicado el bloque Monclova pero no se pudo firmar por causas ajenas a PEP.
Factor de éxito 66.6%
- **Tercer ronda (2007).**
Se adjudicaron los bloques Nejo y Monclova
El bloque Euro quedo desierto.
Factor de éxito 66.6%

Cuadro 3. COPF firmados y vigencia.

Bloque	Licitantes	Consortio Ganador	Fecha	Área [km²]	Vigencia
Primera Ronda.					
Reynosa-Monterrey	1	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	14/11/03	3,538	09/01/2004 – 08/01/2024
Misión	1	Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.	28/11/03	1792	09/01/2004 – 08/01/2024
Cuervito	1	PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V.	21/11/03	231	09/01/2004 – 08/01/2019
Fronterizo	2	PTD Servicios Múltiples, S. de R.L. de C.V.	08/12/03	231	09/01/2004 – 08/01/2019
Olmos	1	Lewis Energy de México, S. de R.L. de C.V.	09/02/04	358	20/02/2004 – 19/02/2019
Segunda Ronda.					
Pandura-Anáhuac	2	Industrial Perforadora de Campeche S.A. Desarrollo y Servicio Petrolero S.A. de C.V.	09/12/04	1,580	
Pirineo	1	Monclova Pirineos Gas, S. de R.L. de C.V.	23/03/05	3,480	18/04/2005 – 17/04/2020

Tercera Ronda.					
Nejo	1	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.	03/04/07	3,480	02/05/2007 – 01/05/2022
Monclova	1	GPA Energy, S.A. de C.V.	20/04/07	3,358	02/05/2007 – 01/05/2022

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX.

A mediados de 2008, Pemex-Exploración y Producción dio por terminado, de manera anticipada, el contrato del bloque Pandura-Anáhuac, ya que con base en los resultados operativos alcanzados en ese bloque, realizó un análisis técnico y económico del proyecto, el cual indicó que no existían elementos para asegurar la viabilidad económica y financiera del mismo bajo las condiciones legales, técnicas, económicas y financieras estipuladas en el contrato, pues no generarían los recursos suficientes para el pago de las obligaciones contractuales. La terminación anticipada era un mecanismo previsto en los COPF que permitía proteger y garantizar las mejores condiciones para Petróleos Mexicanos.

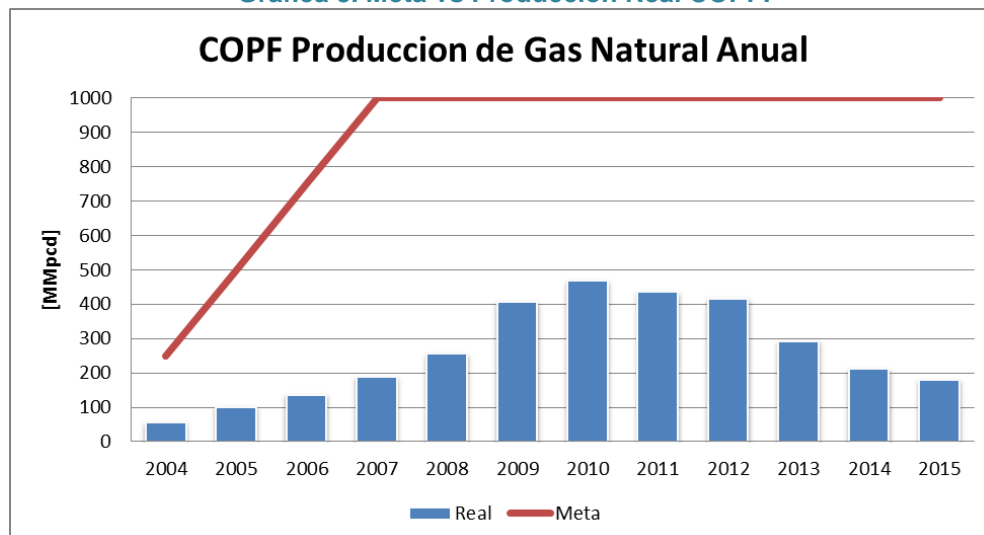
La meta era alcanzar una plataforma de producción de 1,000 [MMpcd] y mantenerla durante seis años a partir de 2007, comenzando en 250 [MMpcd] en 2004 e incrementar la producción 250 [MMpcd] anualmente hasta llegar a la meta establecida. Como se puede observar (**Tabla 1-Gráfica 3**) la producción total de los bloques estuvo por debajo de la meta establecida para 2007. Además de no mantenerse, la producción total de los bloques, comenzó a declinar a partir de 2010.

Tabla 1. Producción de Gas Natural por bloque de los COPF a 2015 [MMpcd].

Año	Reynosa-Monterrey	Misión	Cuervito	Fronterizo	Olmos	Pandura-Anahuac	Pirineo	Monclova	Nejo	Total Bloques	Meta
2004	8.8	28	13.4	6.4	-	-	-	-	-	56.6	250
2005	19.8	42.6	19.2	9.8	-	8.2	2.6	-	-	102.2	500
2006	37.8	50.2	17.2	10.5	-	16.9	5.1	-	-	137.7	750
2007	45.3	61.7	18.3	11.4	-	17.9	5.8	14.4	14.6	189.4	1000
2008	44.6	70.8	19.9	12.3	-	7.6	12.7	48.3	39.8	256.0	1000
2009	41.0	110.8	25.5	16.4	0.8	-	32.5	100.5	80.4	407.9	1000
2010	42.8	123.5	27.5	18.1	0.6	-	38.9	88.7	129.9	470.0	1000
2011	34.2	110.3	29.1	25.5	1.5	-	37.8	56.8	141.1	436.3	1000
2012	27.5	104.5	35.3	33.5	0.9	-	31.9	36.8	147.4	417.8	1000
2013	No disponible									293	1000
2014	No disponible									212	1000
2015	No disponible									181	1000

Fuente: Elaboración propia con datos de la Memoria de labores PEMEX.

Gráfica 3. Meta vs Producción Real COPF.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Memoria de labores PEMEX.

Según el Informe de Resultados de la Revisión y Fiscalización Superior de la Cuenta Pública, otorgado por la Auditoría Superior de la Federación (ASF), en 2007 y 2010; PEP obtuvo un éxito del 82.9% y 98.1%, respectivamente, con la producción real de esos años (Tabla 2). Con lo que podemos asumir que el objetivo inicial de 1000 [MMpcd] fue mal planteado, por lo que dicho objetivo o parámetro tuvo que ser ajustado a producciones más cercanas a la realidad.

Tabla 2. Producción Real y Programada [MMpcd].

	2007			2010		
	Real	Programa	Éxito	Real	Programa	Éxito
Reynosa-Monterrey	45.3	62.7	72.2%	42.8	43	99.5%
Misión	61.7	56.2	109.8%	123.5	118.7	104.0%
Cuervito	18.3	18.7	97.9%	27.5	26.7	103.0%
Fronterizo	11.4	12.3	92.7%	18.1	17.2	105.2%
Olmos	0	3.1	0.0%	0.6	0.6	100.0%
Pandura-Anahuac	18	26.2	68.7%	N.A	N.A	N.A
Piríneo	5.8	12.8	45.3%	38.9	41.6	93.5%
Monclova	14.3	15.1	94.7%	88.7	98.4	90.1%
Nejo	14.5	21.3	68.1%	129.9	132.8	97.8%
	189.3	228.4	82.9%	470	479	98.1%

Fuente: Auditoría Superior de la Federación (ASF), 2007 y 2010
N.A.: No Aplica

Siguiendo la Producción de Gas Natural por Región hacia 2003, se podía asumir con anterioridad que el fijar la meta en 1000 [MMpcd] quizá no era un objetivo tangible, dado que la Producción de Gas Natural Total (Asociado y No Asociado) en ese momento era cercana a las 4500 [MMpcd] (Tabla 3).

Sin importar el hecho de que la Cuenca de Burgos es la cuenca con mayor potencial gasífero, a 2003 toda la cuenca aportaba el 77% de la producción en la Región Norte (Gráfica 5),

correspondiente a 1030 [MMpcd]. Para el país, la producción de toda la Región Norte correspondía al 30% (**Gráfica 4**), mientras que la producción de la cuenca de Burgos correspondía al 22.89% de la producción de total de Gas Natural del país.

El objetivo planteado correspondía al 22.23% de la producción nacional que debería ser producido por 9 campos, siendo que la producción de toda la cuenca era de 1030 [MMpcd] (22.89%), es decir que se pretendía tener la misma producción de toda una cuenca con solo 9 de sus campos.

Tabla 3. Producción de Gas Natural en México.

	Gas natural [MMpcd]		
	COPF	OTROS	TOTAL
1988		3478	3478
1989		3572	3572
1990		3652	3652
1991		3634	3634
1992		3584	3584
1993		3576	3576
1994		3625	3625
1995		3759	3759
1996		4195	4195
1997		4467	4467
1998		4791	4791
1999		4791	4791
2000		4679	4679
2001		4511	4511
2002		4423	4423
2003		4498	4498
2004	56.6	4516.4	4573
2005	102.2	4715.8	4818
2006	137.7	5218.3	5356
2007	189.4	5868.6	6058
2008	256	6663	6919
2009	407.9	6623.1	7031
2010	470	6550	7020
2011	436.3	6157.7	6594
2012	417.8	5967.2	6385
2013	293	6077	6370
2014	212	6320	6532
2015*	181	6220	6401

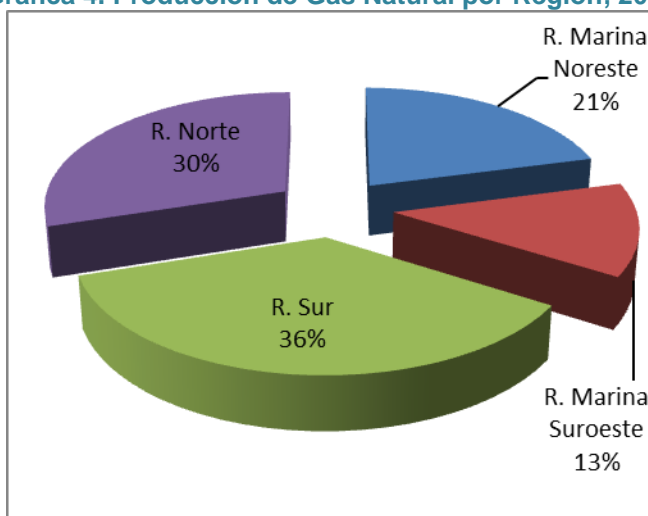
*Enero-Sept. 2015

Fuente: Elaboración propia con datos del Anuario Estadístico de PEMEX (2016).

Tabla 4. Producción anual R. Norte.

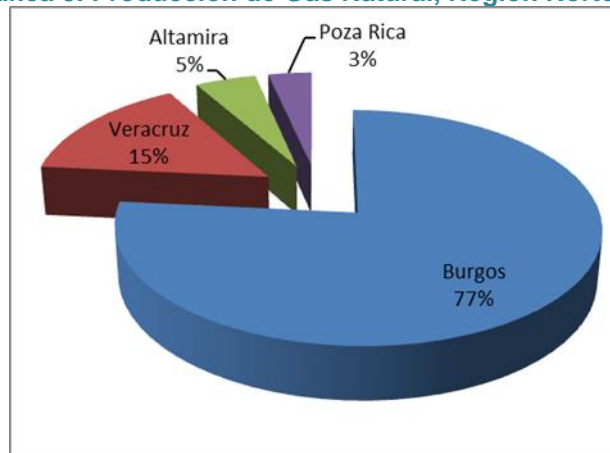
	Producción de Gas Natural por Región				Total
	[MMPDC]				
	R. Marina Noreste	R. Marina Suroeste	R. Sur	R. Norte	
2003	940.5	581.3	1630	1346.7	4498.5

Gráfica 4. Producción de Gas Natural por Región, 2003.



	Región Norte				Total
	[MMPDC]				
	Burgos	Veracruz	Altamira	Poza Rica	
2003	1030.7	205.2	64.7	46.1	1346.7

Gráfica 5. Producción de Gas Natural, Región Norte 2003.



Cada contrato contaba con un Programa Anual de Trabajo (PAT), en el cual se incluían las actividades que se realizarían durante el año. En los contratos se establecía que cada trimestre el contratista y la Coordinación de Operación de Contratos de la Dirección de la Administración del Activo Integral Burgos de PEP revisarían el PAT con el fin de proponer modificaciones al plan inicial, por lo que dentro de los treinta días siguientes de recibir el PAT la gerencia debería de aprobar, rechazar o proponer modificaciones.

A continuación se detallan algunas de las actividades realizadas (**Tabla 5-6**) en los periodos antes mencionados:

Tabla 5. Programa Anual de Trabajo 2007.

	2007						
	Pozos de Desarrollo Perforados			Pozos de Desarrollo Terminados			Índice de éxito en la Terminación de Pozos de Desarrollo
	Real	Programa	Éxito	Real	Programa	Éxito	%
Reynosa-Monterrey	10	9	111.1%	13	12	108.3%	100%
Misión	15	7	214.3%	16	7	228.6%	100%
Cuervito	7	9	77.8%	8	10	80.0%	88%
Fronterizo	5	5	100.0%	5	5	100.0%	100%
Olmos	0	12	0.0%	2	12	16.7%	100%
Pandura-Anahuac	11	19	57.9%	10	19	52.6%	100%
Pirineo	3	12	25.0%	1	12	8.3%	100%
Monclova	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	100%
Nejo	1	4	25.0%	0	4	0.0%	100%
Total	52	77	67.5%	55	81	67.9%	98.2%

Fuente: Elaboración propia con datos de Auditoría Superior de la Federación (ASF), 2007.
N.A.: No Aplica.

La meta de perforación de pozos se cumplió en 67.5% debido a que se difirieron 12 pozos en el bloque Olmos, 8 pozos en el bloque Pandura–Anáhuac y 9 pozos en el bloque Pirineo por la falta de estudios de sísmica, lo que muestra falta de una adecuada planeación para la ejecución de los trabajos de perforación.

Se alcanzó el 67.9% de la meta de terminación de pozos de desarrollo en los bloques correspondientes a los Contratos de Servicios Múltiples, lo cual significa una caída inmediata de la producción.

Tabla 6. Programa Anual de Trabajo 2010.

	2010														
	Pozo Exploratorio			Pozos			Obras de Infraestructura			Obras de mantenimiento					
	Real	Programa	Éxito	Real	Programa	Éxito	Real	Programa	Éxito	Nueva			Existente		
										Real	Programa	Éxito	Real	Programa	Éxito
Reynosa-Monterrey	0	0	-	19	47	40.4%	19	23	82.6%	143	122	117.2%	72	67	107.5%
Misión	1	3	33.3%	121	145	83.4%	40	62	64.5%	264	259	101.9%	182	165	110.3%
Cuervito	0	0	-	46	40	115.0%	9	9	100.0%	100	98	102.0%	62	63	98.4%
Fronterizo	0	0	-	38	44	86.4%	9	25	36.0%	60	103	58.3%	48	70	68.6%
Olmos	0	0	-	4	18	22.2%	0	3	0.0%	9	14	64.3%	0	0	-
Pandura-Anahuac	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
Piríneo	1	3	33.3%	17	17	100.0%	5	8	62.5%	35	37	94.6%	24	17	141.2%
Monclova	1	1	100.0%	17	20	85.0%	19	15	126.7%	24	29	82.8%	29	57	50.9%
Nejo	1	0	-	159	160	99.4%	44	52	84.6%	182	221	82.4%	157	18	872.2%
Total	4	7	57.1%	421	491	85.7%	145	197	73.6%	817	883	92.5%	574	457	125.6%

Fuente: Elaboración propia con datos de Auditoría Superior de la Federación (ASF), 2007.

PEP aclaró que en ningún caso ha omitido aplicar las penalizaciones previstas en los COPF, ya que las penalizaciones estipuladas en los contratos de la primera y segunda ronda en los que se encuentran los contratos de los bloques Fronterizo, Olmos y Misión, se encuentran entre otras, la penalización por incumplimiento de la Obligación de Trabajo de Desarrollo, la cual hasta la fecha, los contratistas en dichos bloques habían ejecutado en tiempo, pero además muy por encima de la Obligación Mínima de Trabajo estipulada en los propios contratos, lo cual no se muestra claramente en los datos proporcionados por PEP a la Auditoría Superior de la Federación, ya que en la **Tabla 6**, ninguna de las actividades en dichos bloques se muestra por encima del 100%, a excepción de las Obras de Mantenimiento en infraestructura existente del bloque Misión.

En el caso específico del Bloque Monclova, no se aplicó la pena convencional, ya que mediante oficio COC-2081/2010 del 12 de agosto de 2010, PEP solicitó ajustar su PAT para que considerara únicamente las Obras de Desarrollo e Infraestructura que se encontraban en ese momento en ejecución.

Según el reporte de Resultados de la Fiscalización de la Cuenta Pública en 2007 y 2010, PEP no aplicó penalizaciones a los contratistas por incumplimiento en la ejecución de los Programas Anuales de Trabajo (PAT), ni por atraso en el cumplimiento de las fechas establecidas para realizar las obligaciones contractuales relacionadas con la ejecución de las obras durante 2007 y 2010.

No se encontraron datos de este índole para otros años, solo se mencionan 2007 y 2010 dada la veracidad de los datos proporcionado. Por tanto se asume que PEP no ha aplicado penalizaciones durante el periodo vigente los COPF, ya sea por incumplimiento de actividades o por no alcanzar la producción programada.

Con el propósito de comparar los costos de producción de los CSM y de PEP región Norte, se revisaron los reportes del Sistema Integral de Costos de la Subdirección de Administración y Finanzas de PEP (**Tabla 7**), ya que uno de los detonadores fue también el minimizar los costos de producción de gas no asociado.

Tabla 7. Costos de Producción de Gas Natural No Asociado.

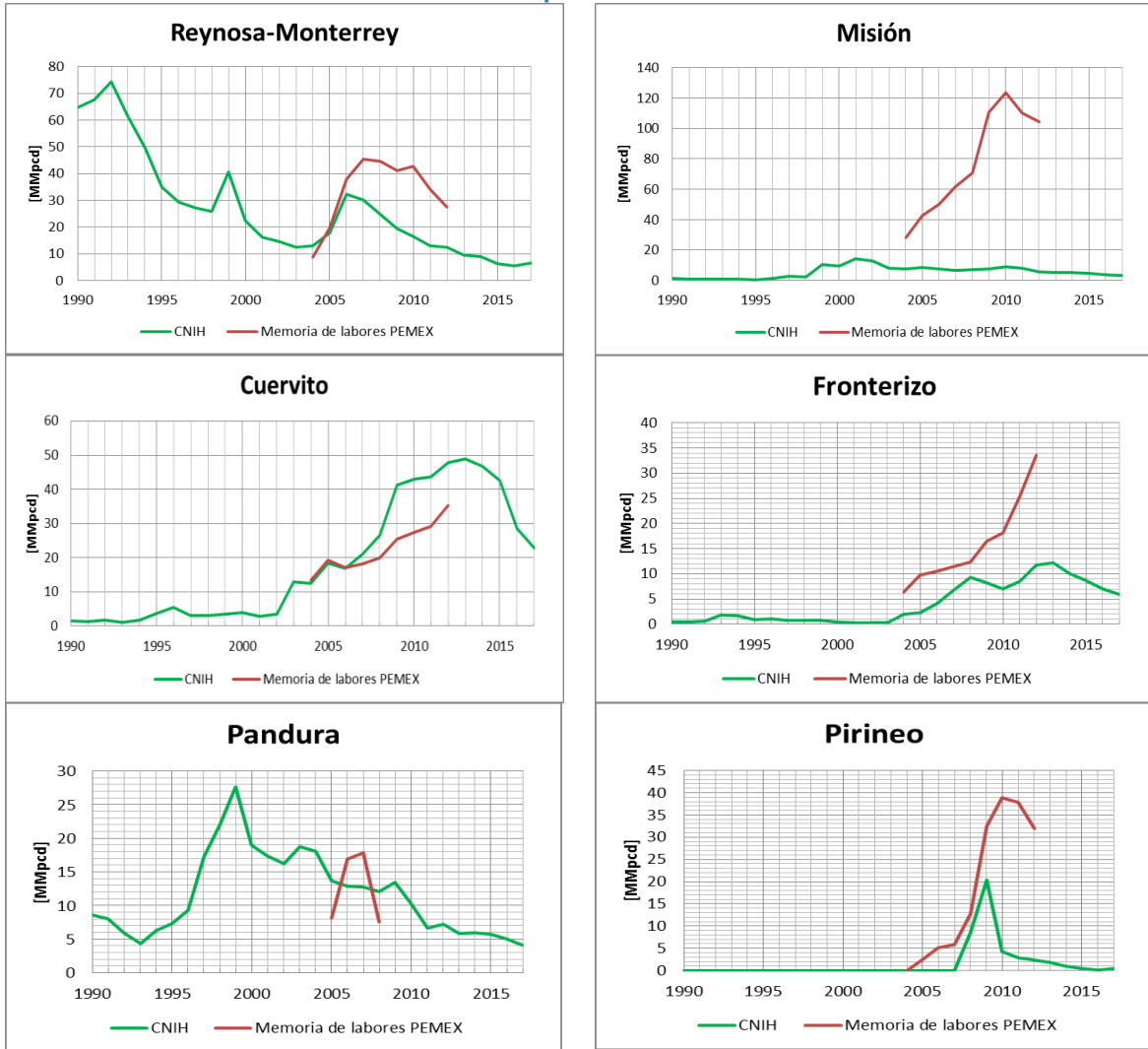
	COPF	PEP R. Norte	Variación	Relativo
2004	0.50	0.10	0.40	400.0%
2005	0.62	0.11	0.51	463.6%
2006	0.67	0.09	0.58	644.4%
2007	0.55	0.09	0.46	511.1%

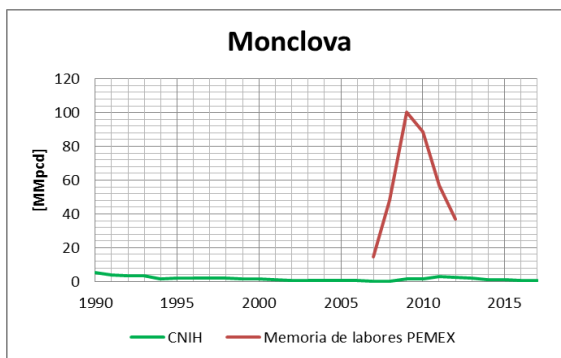
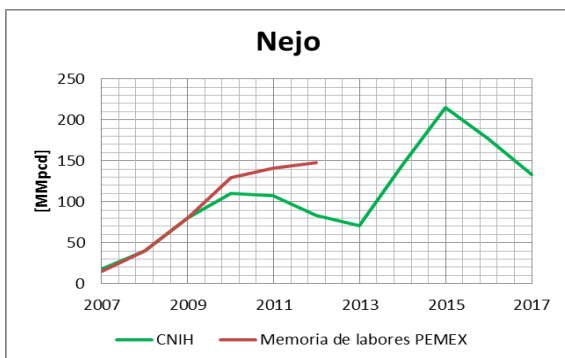
Fuente: Elaboración propia con datos de Auditoría Superior de la Federación (ASF), 2007.

En lugar de reducir los costos de producción, como planteaban los objetivos, dicho costo se disparó. Relativamente los costos de producción se elevaron hasta un 644.4% entre 2004 y 2007.

En cuanto a los resultados de la producción por parte de los Licitantes ganadores, un análisis es un tanto complicado debido a que las cifras mostradas por PEP en sus Memorias de Labores y las que muestra la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) mediante su portal el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) para los mismos periodos tienen una diferencia significativa. Teniendo esto en cuenta no es posible confiar en dichas cifras, durante, ni previo a las licitaciones. Estas se muestran a continuación para explicar mejor este punto: (Las gráficas se mostraran también al final para una mejor visualización **Anexo 1.1.1**).

Grafica 6. Producción promedio anual PEP vs CNIH





Fuente: Elaboración propia con datos de la Memoria de labores PEMEX y el CNIH.

Tabla 8. Producción promedio anual PEP–CNIH para los COPF.

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Reynosa-Monterrey	PEP	8.800	19.800	37.800	45.300	44.600	41.000	42.800	34.200	27.500
	CNIH	13.038	17.923	32.308	30.294	24.777	19.346	16.395	12.941	12.511
Misión	PEP	28.000	42.600	50.200	61.700	70.800	110.800	123.500	110.300	104.500
	CNIH	7.353	8.236	7.503	6.603	7.223	7.559	8.768	7.797	5.664
Cuervito	PEP	13.400	19.200	17.200	18.300	19.900	25.500	27.500	29.100	35.300
	CNIH	12.397	18.456	16.935	21.093	26.501	41.229	43.063	43.539	47.922
Fronterizo	PEP	6.400	9.800	10.500	11.400	12.300	16.400	18.100	25.500	33.500
	CNIH	1.964	2.292	4.129	6.681	9.321	8.306	7.023	8.499	11.779
Pandura	PEP	-	8.200	16.900	17.900	7.600	-	-	-	-
	CNIH	18.077	13.763	12.896	12.768	12.092	13.385	10.366	6.606	7.224
Pirineo	PEP	-	2.600	5.100	5.800	12.700	32.500	38.900	37.800	31.900
	CNIH	-	-	-	-	25.754	20.395	4.205	2.961	2.413
Nejo	PEP	-	-	-	14.600	39.800	80.400	129.900	141.100	147.400
	CNIH				26.241	39.755	80.206	129.947	140.810	147.210
Monclova	PEP	-	-	-	14.400	48.300	100.500	88.700	56.800	36.800
	CNIH	0.579	0.670	0.511	0.513	-	1.766	1.322	2.923	2.457

Gas no Asociado [MMpcpd]

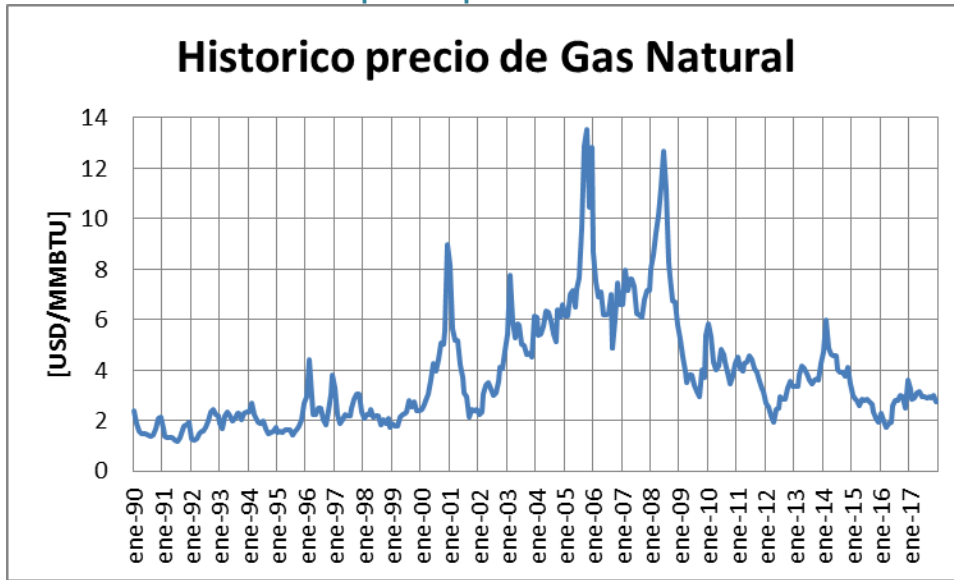
Fuente: Elaboración propia con datos de la Memoria de Labores de PEMEX y el CNIH.

Una vez mostradas las diferencias en cuanto a los datos de producción es evidente que una comparación no es posible, ya que los datos mostrados por ambas dependencias tienen una gran discrepancia; es decir, los datos que PEMEX muestra en su memoria de labores no concuerdan con los datos que entrego al CNIH en el mismo periodo.

Dejando de lado la producción, debemos tomar en cuenta el panorama internacional. A principios de la década de los noventa, se decidió que los precios del gas natural en México, se fijarían considerando los costos alternativos de suministro en una economía abierta (costo de oportunidad) en el mercado relevante y más cercano, es decir, el de Estados Unidos. Para fijar el precio del gas al interior del país, se toma como referencia el precio del gas en Henry Hub, Louisiana, de tal forma que PEMEX no influye en su fijación y únicamente es tomador de precios.

El boom del shale gas en Estados Unidos a partir de 2008, impacto el nivel de reservas y producción en dicho país provocando una disminución del precio. La **Gráfica 7** muestra el comportamiento de los precios del gas en México; en ella destaca la caída en los precios a mediados de 2008 y su tendencia a mantenerse bajos.

Gráfica 7. Histórico de precios promedio mensual de Gas Natural.



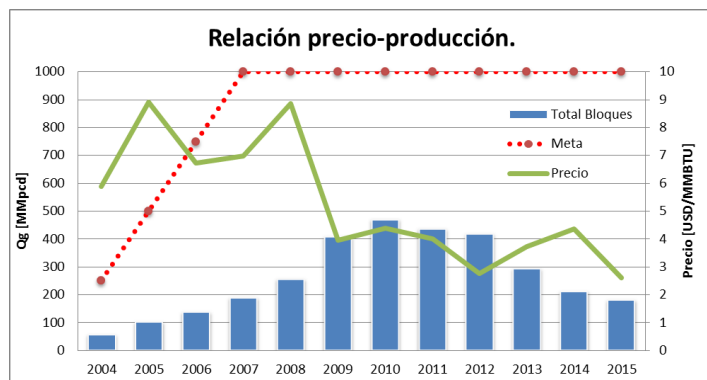
Fuente: Servicio Geológico Mexicano

Cuando el país decide fijar el precio del gas natural bajo el principio del costo de oportunidad, logra replicar las condiciones de un mercado como el de Estados Unidos (sur de Texas). Sin embargo renuncia a otros factores, por ejemplo, la variación en los precios refleja la escasez o abundancia del recurso en aquel país y no en México. En este contexto ni PEMEX, ni la iniciativa privada puede tener incentivos para explorar nuevos yacimientos; estamos así ante un escenario en el que los precios bajos pueden inhibir la inversión.

Así que podemos adjudicar el fracaso en la meta planteada a dos factores principalmente:

1. El primero es un factor nacional, una meta intangible. Como se mencionó antes, el objetivo planteado correspondía al 22.23% de la producción nacional que debería ser producido por 9 campos; una meta demasiado ambiciosa aun para la cuenca gasífera más grande del país.
2. El segundo, un factor internacional. La caída de los precios del gas a partir de 2008 como resultado de la explotación de los campos de shale gas en Estados Unidos y que afectaría a las compañías ganadoras de la licitación, las cuales a su propio costo ejecutarían las obras relacionadas con el desarrollo de los campos.

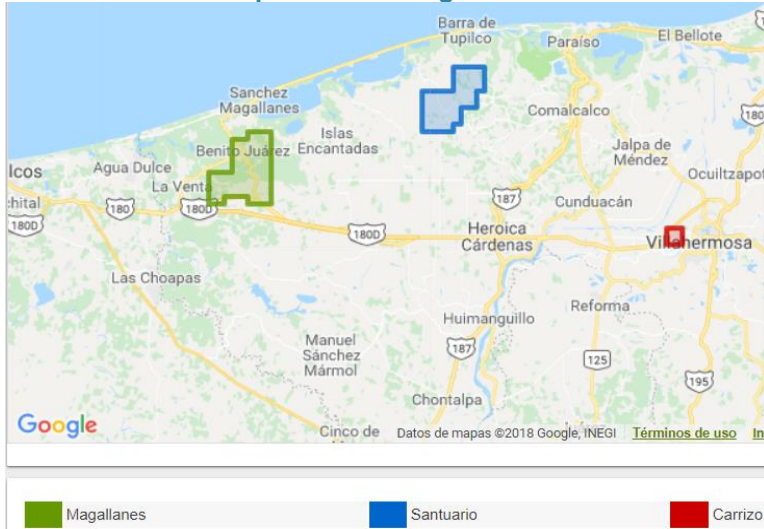
Para explicar de mejor forma el último punto, combinando las **Gráficas 3 y 6** podemos observar que la producción y el precio promedio anual tienen una relación directa, es decir, el periodo donde fueron adjudicados los campos (2004-2008), el precio se mantuvo alto y por consiguiente la producción fue favorable con un incremento gradual hasta 2010; posteriormente con la caída de los precios la producción sigue la misma tendencia a decrecer.



4.2. CIEP.

4.2.1 Región Sur.

Mapa 2. Áreas Región Sur.



Fuente: PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

En 2011, PEMEX inició la implementación de los primeros Contratos Integrales de Exploración y Producción en áreas de campos maduros en la Región Sur. Estos campos se han caracterizado considerando años de producción, contribución a la producción, índice de madurez y pico de producción.

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.

Se identificaron tres áreas: Magallanes, Santuario y Carrizo (**Mapa 1**) con una superficie total aproximada de 312 [km²] y una producción de 14 [Mbbpd] (**Tabla 9**).

De conformidad con lo previsto en la Regla número 9 primer párrafo de las Bases de la Licitación, se indicó que sólo se recibirían proposiciones de los licitantes a quienes se les entregó constancia de precalificación favorable y se presentan en la **Tabla 10**

Tabla 9. Región Sur.

			Carrizo	Magallanes	Santuario	Total		
		Superficie	[km ²]	13.01	169	129.93	312.00	
		Tipo de hidrocarburo	[°API]	7 a 22	33a 34	29 a 36		
Reservas	1P	Aceite	[MMbbls]	0	18.4	39.6	58.00	
		Gas	[MMMpc]	0	21.9	25.5	47.40	
	2P	Aceite	[MMbbls]	5	30.8	39.6	75.40	
		Gas	[MMMpc]	3.3	33.5	25.5	62.30	
	3P	Aceite	[MMbbls]	49.8	92.7	39.6	182.10	
		Gas	[MMMpc]	5.8	93.4	25.5	124.70	
			N	[MMbbls]	308.06	1,244.40	589.1	2141.56
			G	[MMMpc]	64	1,102.50	383.9	1550.40
			Np*	[MMbbls]	14.86	216.6	150.7	382.16
			Gp*	[MMMpc]	9.6	276.5	152.4	438.50
		Producción diaria*	[bpd]	Campo	6,833	6,777	13610.00	
			[MMpcd]	cerrado	13.59	3.67	17.26	

*Al primero de Enero de 2010

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

Tabla 10. Licitantes precalificados Región Sur.

	Licitante	Carrizo	Magallanes	Santuario
1	Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	x	x	x
2	Burgos Oil Services, S.A. de C.V.		x	x
3	GPA Energy S.A. de C.V.			x
4	Maersk Oil Houston Inc.		x	x

5	Administradora en Proyectos de Campos, S.A. de C.V.	x		
6	Compañía Española de Petróleos, S.A.		x	x
7	Petrofac Facilities Management Limited		x	x
8	Industrial Perforadora de Campeche, S.A de C.V. y Grupo R Servicios Integrales, S.A. de C.V.		x	x
9	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.			x
10	Pacific Rubiales Energy Corp		x	x
11	Halliburton de México S. de R.L. de C.V.		x	x
12	Constructora Norberto Odebrecht S.A. y Odebrecht Óleo e Gas S.A. y Perforadora Central S.A. de C.V.			x
13	Miramar Hydrocarbons LTD y Canacol Energy Ltd			x
14	Bridas Corporation	x	x	x
15	YPF, S.A.		x	x
16	Constructora y Perforadora Latina, S.A. de C.V. y Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V.			x
17	Disiford Energía, S.A. de C.V.		x	x
		3	11	16

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

El día 18 de Agosto de 2011, se llevó a cabo la presentación de proposiciones, evaluación, adjudicación y fallo de la licitación número 18575062-512-11 para la contratación de los “Servicios para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos en las áreas contractuales Magallanes, Carrizo y Santuario en la región Sur”.

La apertura del sobre con la tarifa máxima aceptable determinada por PEP para las áreas contractuales se presenta a continuación:

- Carrizo: \$ 12.31 Dólares por Barril.
- Magallanes: \$ 9.78 Dólares por Barril
- Santuario: \$ 7.97 Dólares por Barril

Las ofertas por parte de los licitantes se muestran en el **Cuadro 4.**

Cuadro 4.Propuestas Licitantes R. Sur.

Licitante	Tarifa [USD/barril]
Carrizo.	
1. Administradora en Proyectos de Campos, S.A. de C.V.	\$5.03
2. Bridas Corporation	Se disculpó
3. Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	\$9.40
Magallanes.	
1. Petrofac Facilities Management Limited	\$5.01
2. Disiford Energía, S.A. de C.V.	Se disculpó
3. Industrial Perforadora de Campeche, S.A de C.V. y Grupo R Servicios Integrales, S.A. de C.V.	No se presento
4. YPF, S.A.	Se disculpo
5. Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	Se disculpo
6. Maersk Oil Houston Inc.	Se disculpo
7. Bridas Corporation	\$21.00
8. Halliburton de México S. de R.L. de C.V.	\$11.75
9. Burgos Oil Servies, S.A. de C.V.	\$8.65
Santuario.	
1. Bridas Corporation	\$16.00
2. Industrial Perforadora de Campeche, S.A de C.V. y Grupo R Servicios Integrales, S.A. de C.V.	\$9.50
3. Constructora Norberto Odebrecht S.A. y Odebrecht	Se disculpo

Óleo e Gas S.A. y Perforadora Central S.A. de C.V.	
4. Constructora y Perforadora Latina, S.A. de C.V. y Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V.	\$6.99
5. Maersk Oil Houston Inc.	Se disculpo
6. Halliburton de México S. de R.L. de C.V.	Se disculpo
7. Petrofac Facilities Management Limited	\$5.01
8. Disiford Energía, S.A. de C.V.	Se disculpo
9. YPF, S.A. y Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	\$25.00
10. GPA Energy S.A. de C.V.	\$9.25
11. Burgos Oil Services, S.A. de C.V.	\$8.45
12. Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	\$5.08
13. Miramar Hydrocarbons LTD y Canacol Energy Ltd	\$11.45

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

Al final ni Compañía Española de Petróleos, S.A. ni Pacific Rubiales Energy Corp presentaron proposiciones. Por otro lado Disiford Energía, S.A. de C.V., Maersk Oil Houston Inc. y Constructora Norberto se disculparon en las áreas que pretendían licitar, es decir, un resultado más claro es el siguiente:

- De 22 compañías licitantes, de manera individual y en consorcio, solo participaron 14, ofertando en al menos una de las áreas que pretendía licitar.
- De las 30 precalificaciones favorables, solo se presentaron 15 propuestas.
- De las 15 propuestas, solo 7 tuvieron valor ya que las demás fueron desechadas por sobrepasar la tarifa máxima establecida por PEP. Esto representa el 23.3% de las 30 precalificaciones con que se contaba inicialmente.
- La que mayor éxito tuvo fue el Área Carrizo, con un 66.7% ya que de sus 3 precalificaciones favorables 2 fueron aceptadas. Mientras que la de menor éxito fue Magallanes con un 18.18%, ya que de sus 11 precalificaciones favorables solo 2 tuvieron valor.
- Un resumen por área puede determinar lo siguiente:
 - Carrizo:
 - Solo obtuvo 2 propuestas por parte de las 3 compañías precalificadas.
 - Ambas propuestas fueron aceptadas.
 - Las compañías podrían haber estimado que la tarifa por parte de PEP sería mayor en esta área por las características de superficie (siendo esta la menor de las 3) y de tener un hidrocarburo más pesado que las áreas Magallanes y Santuario.
 - Así mismo estas mismas desventajas (menor superficie e hidrocarburo más pesado) reflejan el escaso interés en el área y teniendo más impacto que la incertidumbre sobre cuál sería la tarifa máxima.
 - Magallanes
 - De las 11 compañías precalificadas solo 4 presentaron propuesta
 - De las 4 propuestas se desecharon 2 debido a que la tarifa propuesta por el licitante fue mayor a la tarifa máxima aceptable (según la regla 15 de las bases de licitación).
 - A pesar de ser el área más grande y con mejor hidrocarburo no fue la que presento mayor demanda por parte de los licitantes.
 - Santuario
 - De las 16 compañías con precalificación favorable 9 presentaron propuesta.
 - Aunque de las 9 propuestas, 6 se desecharon debido a que la tarifa propuesta por el licitante fue mayor a la tarifa máxima aceptable.

A continuación se muestran los licitantes ganadores (**Cuadro5**) de cada área así como el segundo lugar, ya que en caso de que el licitante ganador omitiera presentar la documentación solicitada,

éste no podría firmar el contrato y PEP podría adjudicar el contrato correspondiente al licitante cuya proposición hubiese obtenido el segundo lugar.

Cuadro 5. Licitante ganador R. Sur.

Licitante		Tarifa [USD/barril]
Carrizo.		
Ganador	Administradora en Proyectos de Campos, S.A. de C.V.	\$5.03
Segundo lugar	Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	\$9.40
Magallanes.		
Ganador	Petrofac Facilities Management Limited	\$5.01
Segundo lugar	Burgos Oil Servies, S.A. de C.V.	\$8.65
Santuario.		
Ganador	Petrofac Facilities Management Limited	\$5.01
Segundo lugar	Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	\$5.08

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

La primera impresión a la respuesta para las 3 Áreas de la región Sur es buena, ya que se presentaron 17 compañías licitantes que lograron alcanzar la precalificación, lo que denotaba gran interés de las compañías.

Aunque el porcentaje de éxito en esta región fue del 100%, ya que ningún área quedo desierta, muy parecido a lo que ocurrió en los COPF, PEP no tuvo muchas opciones a elegir, solo entre 2 propuestas para el área Carrizo, 2 para Magallanes y 3 para Santuario, lo que deja únicamente decidir al ganador y al segundo lugar. Mostrando un bajo porcentaje de éxito basado en las precalificaciones iniciales con apenas 23.3 % de las 30 propuestas que se esperaban en un inicio.

Lo rescatable de esta licitación es el hecho de obtener un respaldo en caso que el ganador no siguiera en el proceso en todas las áreas; además existió un buen número de ofertas, aunque fueron desechadas por no estar dentro del límite permisible en cuanto a la tarifa máxima, no las descarta de estar presentes y tomarlas dentro de los números para la estadística como muestra del interés de las compañías por estas áreas.

Referente a la producción comenzaremos con la comparación de los históricos de producción presentados por PEP en el resumen ejecutivo de cada área y los datos que presenta la Comisión Nacional de Hidrocarburos a través de su portal, el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (*las gráficas se mostraran también al final para una mejor visualización Anexo 2.1.1*).

Los marcadores ▲ y ◇ indican **puntos comunes visibles** en producción para aceite y gas respectivamente (únicamente se tomaran como puntos de correspondencia; no marcan un punto específico en el histórico, es únicamente para demostrar que los datos de las gráficas son congruentes).

Para los siguientes análisis se tomara en cuenta el periodo previo a las Rondas de Licitación comprendidas desde 1990 hasta el año de adjudicación de cada Área con sus respectivos campos.

Por conveniencia, del lado izquierdo se mostraran las gráficas proporcionadas por PEP, y del lado derecho las gráficas de elaboración propia con datos proporcionados por el CNIH, con la producción promedio mensual.

◆ Área Carrizo.

Campo	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Carrizo	0	30	13	43

El campo fue cerrado oficialmente en diciembre del 1999 y por último, durante los años 2000 y 2001 se realizaron pruebas tecnológicas en ocho pozos con el objetivo de reactivar el

campo, después de un lapso muy corto los pozos fueron cerrados por falta de recursos presupuestales. Se tenían 43 pozos perforados, de los cuales 30 estaban cerrados y 13 taponados. El último dato de producción mostrado por el CNIH se muestra en Abril de 2002 con 0.237 [Mbpd] y 0.186 [MMpcd].

El volumen original de aceite del campo Carrizo es de 308 [MMbbls]. Las reservas remanente certificada 3P, al 1 de enero del 2010, es de 49.80 [MMbbls] de aceite, y 5.80 [MMMpc] de gas. La producción acumulada a esa misma fecha es de 14.86 [MMbbls] de aceite y 9.60 [MMMpc] de gas. Pese a ser el área con menor área PEP aclara:

“Con las características de las arenas que tienen aceite extra pesado, aún no explotado y las reservas remanentes, existe una gran área de oportunidad con potencial de desarrollo importante.”

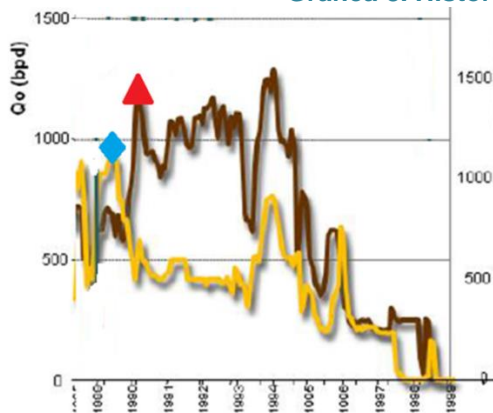
En 1971, la curva de aceite comenzó a incrementarse, así como la de los pozos activos. En este periodo se alcanzó la producción máxima de 2.2 [Mbpd] de aceite y 2.75 [MMpcd] de gas.

Como se puede observar PEP mostro los marcadores en 1990 (aceite) y 1989 (gas), mientras que fue reportado al CNIH para 1993 y 1992, es decir, la producción se encuentra desfasada 3 años (Gráfica 8).

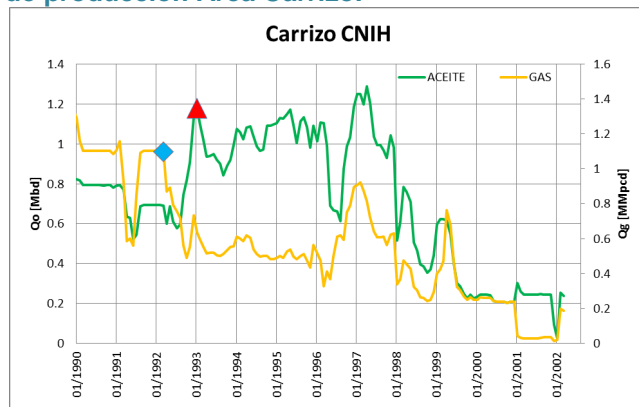
Además de mostrar desfasada la producción, los datos proporcionados por el CNIH solo muestran datos a 2002. Sin embargo después de 7 años de ser licitado el campo debería mostrar avances.

Asumiendo que los de producción son nulos, esta área sería un punto a destacar para las futuras licitaciones.

Gráfica 8. Histórico de producción Área Carrizo.



Fuente: PEP.



Fuente: Elaboracion Propia.

♦ **Área Magallanes.**

El Área Magallanes es la de mayor área y consta de dos campos maduros, Otates y Magallanes. Siendo el segundo el que mayor parte de la producción acumulada había aportado hasta 2009.

Campo	Operando	Cerrados	Pendientes		Total
			de	Taponados	
Otates	19	10	10	25	64
Magallanes	35	319	74	283	711
					775

*Al 30 de Septiembre de 2010

Se tenían 775 pozos perforados, de los cuales, 54 se encontraban operando, 329 cerrados, 84 pendientes de taponamiento y 308 taponados, esto a septiembre de 2010. En el campo **Sánchez** Magallanes operaban 35 pozos

(34 por comportamiento primario y 1 por recuperación secundaria), con una producción promedio mensual de 3.7 [Mbpd] de aceite y 4.92 [MMpcd] de gas. El campo Otates operaba con 19 pozos

por comportamiento primario, con una producción promedio mensual de 3.133 [Mbd] de aceite y 8.67 [MMpcd] de gas (a Septiembre de 2010).

• **Otates.**

En 1968 el campo Otates alcanzó su máxima producción (**7.5 [Mbd]**) a través de 28 pozos. La producción se mantuvo por arriba de los 6 [Mbd] hasta 1973, cuando se inició una fuerte declinación en la mayoría de los yacimientos. En 1981, se inició la inyección de agua a los yacimientos agotados. Esto fue determinante para reducir la declinación y obtener incrementos de casi 3 [Mbd] en 1988, pero los grandes volúmenes de agua inyectados ocasionaron saturaciones en ciertas áreas, propiciando el cierre de algunos pozos por manejar altos porcentajes de agua.

Al 1 de enero de 2010, el campo Otates tiene una producción acumulada de aceite de 34.0 [MMbbls] de aceite y 74.8 [MMMpc] de gas.

La reserva remanente certificada 3P para esta área, al 1 de enero del 2010, es de 92.7 [MMbbls] de aceite, y 93.4 [MMMpc] de gas.

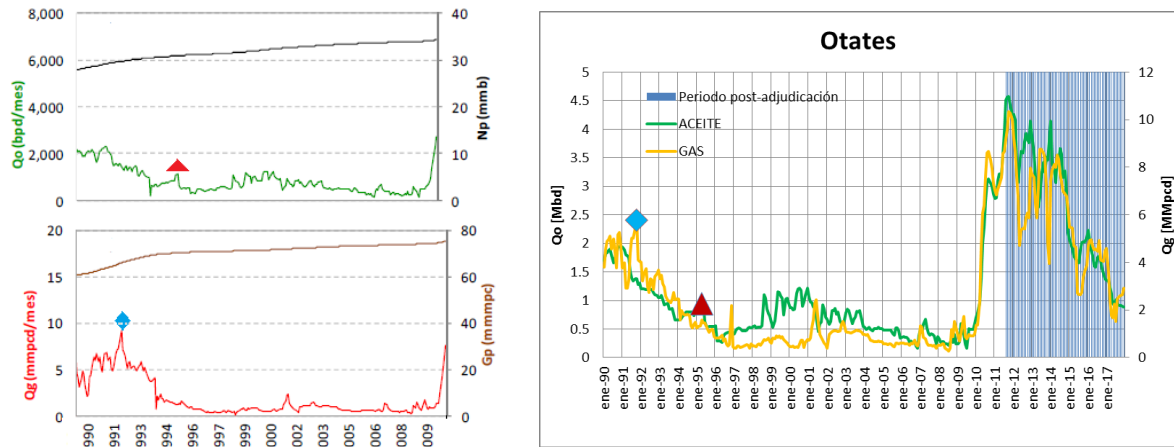
El reporte ejecutivo por parte de PEP señala lo siguiente:

“Debido a las características y las reservas remanentes de los yacimientos que conforman los campos Otates y Sánchez Magallanes, se observa una área de oportunidad como potencial de desarrollo importante”

Para el campo Otates los datos reportados por PEP en su resumen ejecutivo y los obtenidos del CNIH son más congruentes (**Gráfica 9**), al mostrar cifras muy parecidas en el periodo comprendido entre 1990 y Septiembre de 2010 (fecha del último reporte de producción por parte de PEP proporcionado en el resumen ejecutivo del área).

Observando la gráfica elaborada con los datos proporcionados por el CNIH, en Agosto de 2011 (fecha de su adjudicación) el campo producía 4.516 [Mbd] de aceite y 9.191 [MMpcd] de gas.

Gráfica 9. Histórico de producción Campo Otates.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboracion Propia.

Cabe destacar que el campo tuvo un incremento en su producción mensual desde los primeros meses de su adjudicación en Agosto 2011, estando está por encima de 4 [Mbd] de aceite y 9 [MMpcd] de gas, y manteniéndola así hasta Febrero de 2012. Posteriormente la producción se mantuvo entre 2 y 4 [Mbd] de aceite hasta Febrero de 2015, que había sido la producción más alta en el periodo comprendido entre 1990 y 2010, siguiendo su declive hasta Diciembre de 2017 donde registro su producción más baja en 6 años con 0.89 [Mbd] (**Cuadro 6**).

Lo anterior se muestra en el **Cuadro 6**, donde se aprecia la baja productividad del campo de 1993 a 2009, pero en el año anterior a su licitación (2009-2010) mostro un incremento del 515% en su producción de aceite y 581% en su producción de gas. Lo que también hace cuestionable la decisión de adjudicar el campo, si este mostraba potencial un año previo a su licitación.

Tomando en cuenta que la producción máxima del campo se alcanzó hace 50 años (7.5 [Mbpd] con 28 pozos), haber obtenido una producción por encima de 3 [Mbpd] durante 2 años con 19 pozos, muestra un buen desempeño en el campo, con una producción que equivale al 40% de la producción máxima mostrada por un campo maduro.

Cuadro 6. Histórico de producción anual Campo Otates.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas [MMpcd]	Año	Aceite [Mbpd]	Gas [MMpcd]	Aceite [Mbpd]	Gas [MMpcd]
1990	1.830	4.682		
1991	1.562	4.220	Agosto	4.516	9.191		
1992	1.165	3.358	Sept.	4.557	9.585	5.654	6.564
1993	0.883	2.721	Octubre	4.578	10.357		
1994	0.751	1.709	Nov.	4.418	10.267		
1995	0.714	1.263	Diciembre	4.256	10.002		
1996	0.386	0.829	Enero	4.254	9.217		
1997	0.489	0.469	Febrero	4.154	8.654		
1998	0.687	0.614	Marzo	3.446	7.599		
1999	0.903	0.755	Abril	3.064	6.749		
2000	1.028	0.542	Mayo	3.368	4.702		
2001	0.806	1.188	Junio	3.607	5.353	3.169	5.356
2002	0.704	1.112	Julio	3.581	5.431		
2003	0.728	1.082	Agosto	3.791	5.399		
2004	0.508	0.771	Sept.	3.93	5.897		
2005	0.460	0.561	Octubre	3.821	6.096		
2006	0.300	0.592	Nov.	3.764	5.869		
2007	0.445	0.698	Diciembre	4.143	7.982		
2008	0.277	0.704				3.287	7.102
2009	0.419	1.014				3.294	7.521
2010	2.161	5.893				1.905	3.947
						1.733	4.539
						1.038	2.579

**Produccion promedio anual*

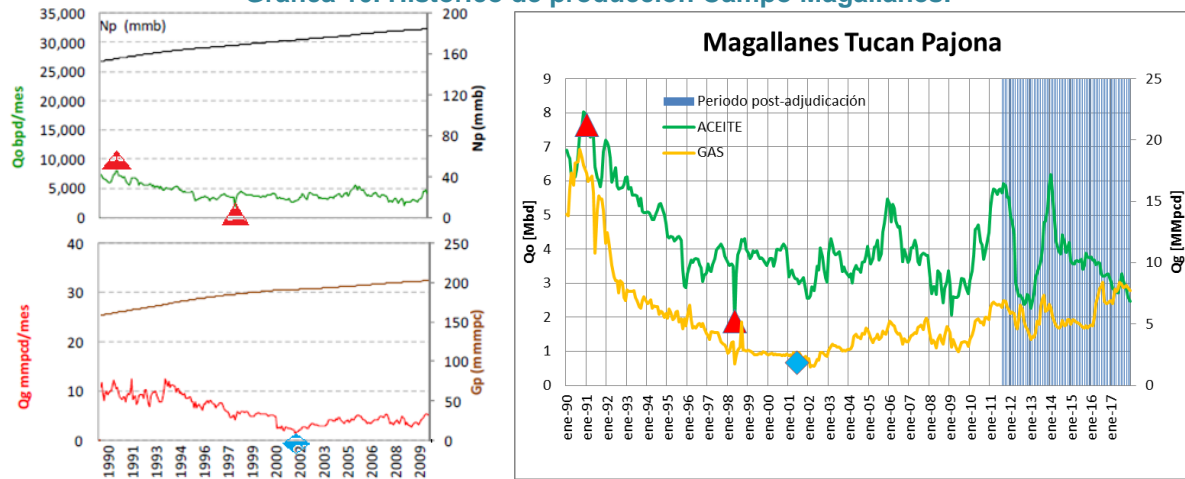
Fuente: Elaboracion propia con datos del CNIH.

• Magallanes.

La primera etapa de explotación del campo Magallanes, comprendida de 1957 a 1966, se caracterizó por la perforación masiva de pozos, llegando a ser de 383, con los cuales se alcanzó una producción máxima de 26 [Mbpd] de aceite y 32.5 [MMpcd] de gas. En el periodo de 1966 a 1967, se identificó una marcada declinación en la producción debido a la presencia de parafinas y arenamiento en los pozos. Se restableció la producción hasta alcanzar 28 [Mbpd] de aceite y 34 [MMpcd] de gas entre 1969 y 1972. A partir de 1973, el campo presentó una declinación casi constante, con un incremento en la producción de agua y en la RGA, hasta producir 7.9 [Mbpd] de aceite y 12 [MMpcd] de gas. Por tal motivo en 1978 se implantó el sistema de inyección de agua a los yacimientos más depresionados, pero a pesar de los grandes volúmenes inyectados se obtuvo una baja eficiencia. Por otro lado, en 1986 se inició la explotación de yacimientos de gas húmedo a través de seis pozos, que aportaron más de 21 [MMpcd]. Al abatirse la presión en un año, quedaron operando únicamente tres pozos con una producción total de 5 [MMpcd]. El campo continuó con una declinación constante y una disminución de pozos operando hasta el 2003 cuando se retoma la perforación de pozos en el área sur.

El campo muestra datos de producción de aceite más cercanos que para la producción de gas en cuanto a los históricos de producción (**Gráfica 10**) en el resumen ejecutivo y los datos proporcionados por el CNIH.

Gráfica 10. Histórico de producción Campo Magallanes.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración Propia

En el periodo previo a su licitación se observó un incremento en la producción (**Cuadro 7**) que paso de 2.75 [Mbd] de aceite y 3.37 [MMpcd] en 2009 a 4.06 [Mbd] y 5.00 [MMpcd] en 2010 (promedio anual), es decir, tuvo un incremento anual de casi un 150% a un año de su licitación, además paso de tener una de las producciones más bajas en Febrero de 2009, con 2.06 [Mbd] a una de las más altas en sus últimos años con 5.77 [Mbd] en Julio de 2011, mes previo a su adjudicación. Agregando la caída inmediata durante 2012, aunque se recuperó momentáneamente su caída continuó de inmediato.

Cuadro 7. Histórico de producción anual Campo Magallanes.

	Fecha	Aceite [Mbd]	Gas [MMpcd]	Aceite [Mbd] Promedio anual	Gas [MMpcd] Promedio anual	
Producción más baja desde 1990.	1998 Mayo	1.888	1.749			
Producción más baja desde 1998.	2009	Enero	2.978	4.300		
		Febrero	2.068	3.107		
		Marzo	2.612	3.72		
		Abril	2.581	3.222		
		Mayo	2.586	2.918		
		Junio	2.629	2.772	2.751	3.371
		Julio	2.873	3.127		
		Agosto	3.138	3.517		
		Sept.	3.118	3.565		
		Octubre	2.947	3.563		
		Nov.	2.801	3.469		
		Diciembre	2.692	3.178		
	2010 -----	-----	-----	4.062	5.006	
	2011	Enero	5.213	6.373		
		Febrero	5.564	6.646		
		Marzo	5.757	6.818	5.654	6.564
		Abril	5.74	6.668		
		Mayo	5.613	6.538		
Junio	5.743	6.593				

Producción previa adjudicación.

Julio	5.77	6.544
Agosto	5.657	6.337
Sept.	5.918	6.895
Octubre	5.856	6.84
Nov.	5.517	6.353
Diciembre	5.509	6.165

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

Al igual que el campo Otates, la producción venía en aumento, aunque el porcentaje no fue tan abrumador, sus producciones estaban por encima de las del campo Otates. Así que de igual forma quizá el poner este campo en licitación es cuestionable.

♦ **Área Santuario.**

Se encuentra conformada por 3 campos: El Golpe, Santuario y Caracolillo. Siendo el primero el que mayor producción ha aportado al Área.

Campo	Operando*	Cerrados*		Taponados*		Total
		Con posibilidades	Sin posibilidades	Pendientes	Taponados	
Santuario	18	4	0	13	29	64
El Golpe	17	22	5	28	64	136
Caracolillo	0	0	1	0	10	11
Total bloque	35	26	6	41	103	211

*Septiembre de 2010

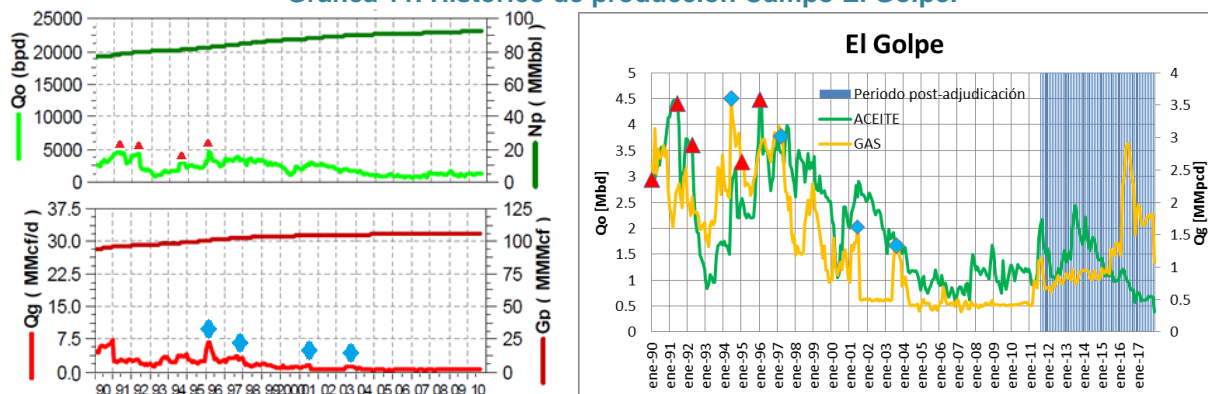
Se tenían 211 pozos perforados, de los cuales 35 se encontraban operando, 72 cerrados, pendientes de taponamiento e inyectores y 103 taponados. En el campo Santuario operaban 18 pozos fluyentes por comportamiento primario y 2 con Bombeo Neumático, con una producción de 5.585 [Mbd] de aceite y 3.45 [MMpcd] de gas. En el campo El Golpe operaban 17 pozos (3 por comportamiento primario, 11 Bombeo Neumático y 2 con Bombeo Mecánico), con una producción de 1.157 [Mbd] de aceite y 0.36 [MMpcd] de gas. El campo Caracolillo se encontraba cerrado. Datos a Septiembre de 2010.

• **El Golpe.**

La primera etapa de explotación del campo El Golpe, comprendida entre 1966 y 1972, se caracterizó por la perforación de 87 pozos, una producción máxima de 21.6 [Mbd] de aceite y 29 [MMpcd] de gas, alcanzada en 1974. Entre 1974 y 1984 declina la producción y se incrementa la presencia de agua en los pozos.

En cuestión de datos proporcionados por PEP y el CNIH, parecen tener congruencia a excepción del pico mostrado en 1996 ya que PEP lo reporta cercano a los 7.5 [MMpcd], mientras que el histórico obtenido del CNIH muestra que la producción máxima del campo fue 3.6 [MMpcd], los demás datos se muestran muy cercanos. De igual manera los marcadores ▲ y ◆ indican puntos de correspondencia en la producción de aceite y gas para poder seguir los datos equivalentes en ambos gráficos (Gráfica 11).

Gráfica 11. Histórico de producción Campo El Golpe.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración Propia.

Para septiembre de 2010, último dato reportado por PEP en su resumen ejecutivo, la producción del campo se muestra cerca de 1.25 [Mbpd] de aceite; como referencia entre enero de 2002 y septiembre de 2010 dicha producción osciló entre los 2.6 y los 0.6 [Mbpd]; mientras que su producción mensual desde 1990 no pudo superar los 5 [Mbpd]. Referente a la producción de gas de 1990 a la fecha de su adjudicación, la producción se mantenía en un promedio de 2 [MMpcd] anualmente, hasta 1994, donde presentó su máxima producción, según datos del CNIH, con 3.6 [MMpcd], a partir de esta fecha la producción comenzó a caer hasta Agosto de 2001; a partir de esta fecha la producción se mantuvo cercana a los 0.5 [MMpcd] hasta 2011.

Cuadro 8. Histórico de producción Campo El Golpe.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas [MMpcd]
1990	3.380	2.683
1991	3.829	2.098
1992	2.380	1.805
1993	1.254	1.902
1994	2.239	2.711
1995	2.518	2.391
1996	3.466	2.865
1997	3.443	2.290
1998	3.201	1.593
1999	2.757	1.366
2000	1.781	1.040
2001	2.569	0.974
2002	2.342	0.492
2003	1.726	0.872
2004	1.212	0.503
2005	0.959	0.412
2006	0.811	0.478
2007	0.943	0.409
2008	1.210	0.422
2009	1.067	0.415
2010	1.192	0.432
Adjudicación.		
2011	1.400	0.745
2012	1.234	0.744
2013	1.861	0.864
2014	1.692	0.879
2015	1.114	1.118
2016	0.946	2.197
2017	0.640	1.708

El mes inmediato a su licitación, Septiembre de 2011, el campo mostró uno de sus últimos picos de producción con 2.17 [Mbpd] de aceite, pero su declinación volvió inmediatamente, manteniendo una producción entre 1.02 [Mbpd] y 1.9 [Mbpd], hasta Julio de 2013, donde se registró su producción más alta desde Abril de 2002 con 2.4 [Mbpd]. Sin embargo siguió declinando, mostrando una producción de 0.388 [Mbpd] en Diciembre de 2017. La producción de gas se mantuvo entre 0.5 y 1 [MMpcd] posterior a su licitación, mostrando un incremento en Junio de 2016 con 2.9 [MMpcd], su producción más alta desde Abril de 1997.

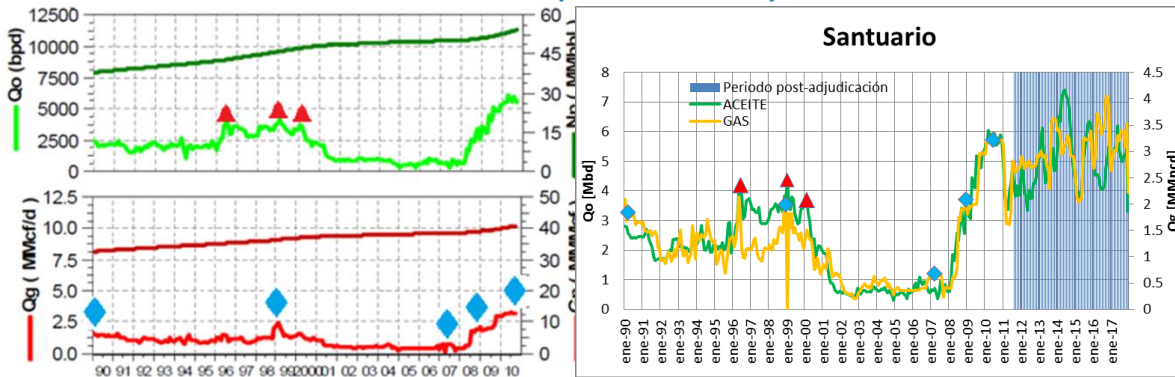
Esta licitación no parece aportar mucho, tuvo algunos incrementos en su producción mensual que no se había visto en varios años, sin embargo regreso de manera inmediata.

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

• **Santuario.**

La primera etapa de explotación del campo Santuario, comprendida entre 1967 y 1978, se caracterizó por la perforación de 35 pozos, con los que se alcanzó una producción máxima de 10.2 [Mbpd] de aceite y 7.6 [MMpcd] de gas. En el periodo de 1978 a 1983 la producción declinó por incremento de agua. Los incrementos de producción por intervenciones a pozos declinan hasta 1986. Se volvieron a programar intervenciones para incrementar producción de 1996-2000. Posteriormente, sufrió una declinación hasta 2008, cuando se empezó la perforación hasta 2010, incrementando la producción a 6.2 [Mbpd] de aceite y 3.4 [MMpcd] de gas (**Gráfica 12**).

Gráfica 12. Histórico de producción Campo Santuario.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración Propia.

Este campo muestra un decremento en su producción mensual de aceite de Junio de 2001 a inicios de 2008, en este periodo se observa la producción más baja en la historia del campo según el reporte ejecutivo del área. Mientras tanto la producción de gas mostraba una producción relativamente baja desde antes de 1990, con algunos pequeños incrementos, esta se mantuvo por encima de 1 [MMpcpd], hasta 2001, donde presentó una caída en la cual la producción llegó a ser de 0.3 [MMpcpd], esta duraría hasta 2008. Posteriormente, con la perforación de nuevos pozos, ambas producciones se vieron afectadas de manera positiva (**Cuadro 9**).

Antes de ser licitado el campo ya mostraba un incremento en la producción debido a la incorporación de nuevos pozos, el periodo posterior a la licitación muestra que la producción se mantiene e incluso muestra ciertos incrementos.

Cuadro 9. Histórico de producción Campo Santuario.

	Año	Aceite [Mbd]	Gas [MMpcpd]
	1990	2.508	1.748
	1991	2.128	1.428
	1992	1.991	1.001
	1993	2.123	1.169
	1994	2.218	1.407
	1995	2.250	1.053
	1996	3.307	1.328
	1997	3.155	1.117
	1998	3.466	1.438
	1999	3.433	1.473
	2000	2.550	1.072
	2001	1.093	0.792
	2002	0.528	0.309
	2003	0.639	0.451
	2004	0.599	0.476
	2005	0.536	0.371
	2006	0.798	0.428
	2007	0.646	0.564
	2008	2.283	1.221
Nuevos pozos.	2009	4.386	2.315
	2010	5.710	3.191
Adjudicación	2011	4.034	2.375
	2012	4.205	2.776
	2013	4.980	3.062
	2014	6.434	3.132
	2015	5.046	2.781
	2016	4.622	3.452
	2017	5.176	3.094

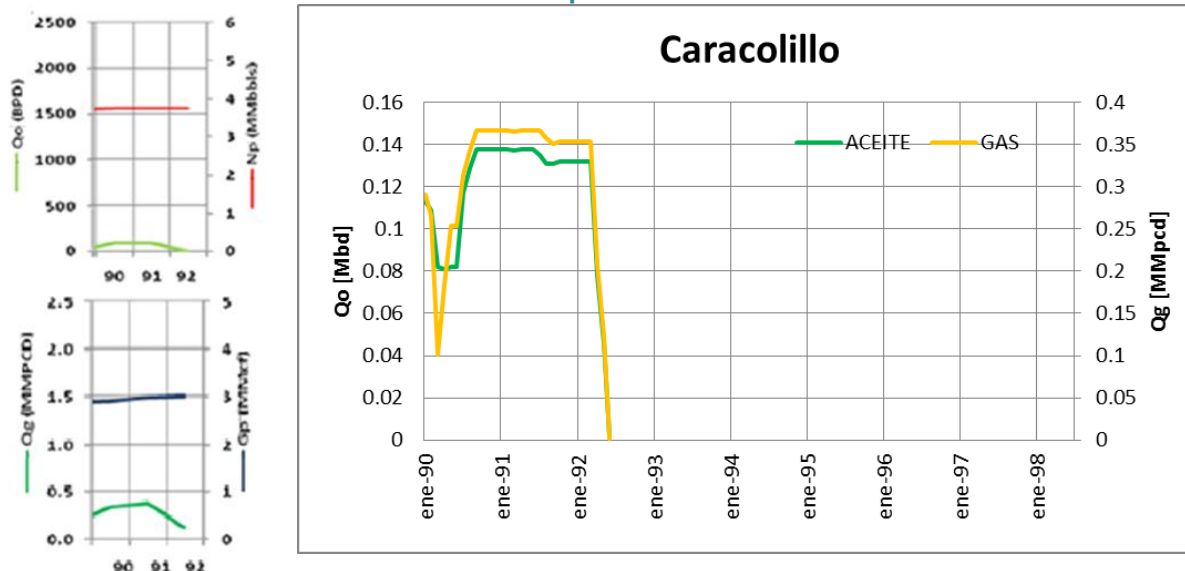
Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

En primera instancia la inversión debida a la perforación de nuevos pozos debía ser un factor para no licitar el campo. Además la producción ya mostraba un cambio favorable, tal vez dejarla a cargo de PEP o licitarlo antes de invertir en él hubiera sido una mejor opción. Por otro lado teniendo en cuenta que la máxima producción del campo había sido 10.2 [Mbd], el llevar la producción por encima de los 6 [Mbd] en 2014; que representa el 63% de la máxima producción alcanzada por el campo, es un punto favorable en esta adjudicación.

• **Caracolillo.**

Finalmente el desarrollo del campo Caracolillo se realizó de 1969 a 1972. La producción máxima registrada en 1973 fue de 2.218 [Mbpd] de aceite y 2.13 [MMpcd] de gas. A partir de ese año, la producción empezó a declinar hasta 0.052 [Mbpd] y 0.13 [MMpcd]. En junio de 1992 dejó de producir. El campo se encontraba cerrado a septiembre de 2010, año de la publicación del reporte ejecutivo proporcionado por PEP.

Gráfica 13. Histórico de producción Área Caracolillo.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboracion Propia.

La reserva remanente certificada 3P, al 1° de enero del 2010, de cada campo es la siguiente:

- Santuario 28.4 [MMbbls] de aceite y 19.0 MMMpc de gas.
- El Golpe 11.2 [MMbbls] de aceite y 6.5 MMMpc de gas.
- Caracolillo 0.0 [MMbbls] de aceite y 0.0 MMMpc de gas.

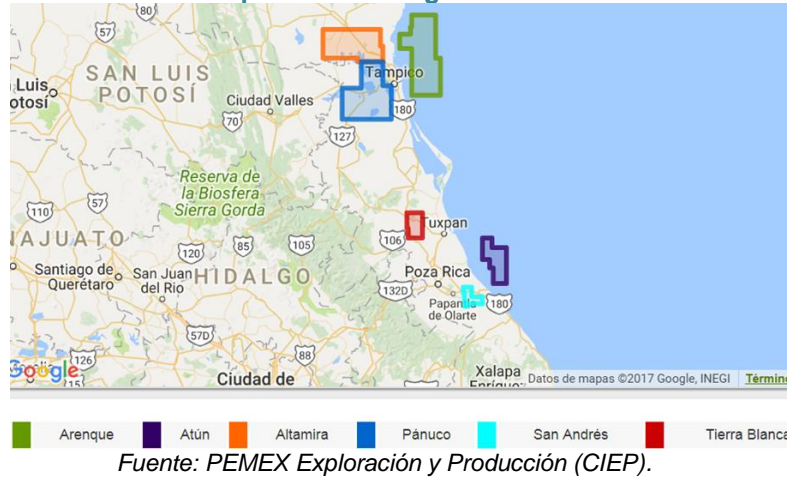
Es decir, PEP catalogo sin reservas remanentes el campo Caracolillo, sin embargo las compañías mostraron interes en el área debido probablemente al potencial de los campos Santuario y El Golpe. Individualmente el campo tiene una produccion nula, algo que destacar ya que es el segundo sin avances en esta ronda de licitaciones.

4.2.2 Región Norte.

En enero del 2012 PEMEX Exploración y Producción presentó una nueva ronda de licitaciones para la celebración de Contratos Integrales de Exploración y Producción en la Región Norte, con esto PEMEX busco atraer nuevas tecnologías y prácticas para incrementar la producción de hidrocarburos y potencializar su capacidad de ejecución.

Se seleccionaron seis áreas para seis Contratos integrales de Exploración y Producción, cuatro de ellas en tierra: Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca; y dos en áreas marinas: Arenque y Atún (**Mapa 2**).

Mapa 3. Áreas Región Norte.



Las áreas seleccionadas suman una extensión de 6,691 [Km²] y comprenden 22 campos. Tenían una producción de alrededor de 13 mil barriles diarios de petróleo crudo y 31 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (**Tabla 11**).

Tabla 11. Región Norte.

		Altamira	Arenque	Atún	Pánuco	San Andrés	Tierra Blanca	Total	
	Superficie	[km ²]	1,625	2,035	625	1,839	209	358	6,691
	Tipo de hidrocarburo	[°API]	10 a 13	19 a 32	45 a 53	10 a 13	27 a 32	15 a 27	
Reserva	1P	[MMbpce]	2	76	9	8	6	5	106
	2P	[MMbpce]	5	93	23	50	11	6	188
	3P	[MMbpce]	11	100	26	50	31	6	224
	N	[MMbls]	104	1,236	406	6,859	1,426	953	10984
	G	[MMMpc]	103	1,351	983	21,061	1,727	532	25757
	Np*	[MMbls]	14	137	54	703	420	273	1601
	Gp*	[MMMpc]	17	361	203	2,148	379	149	3257
Producción diaria*	[bpd]	1000	6000	0	3000	1000	2000	13000	
	[MMpcd]	0	23	0	2	5	1	31	

*Al primero de Junio de 2011

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

Para la presentación de propuestas la precalificación era obligatoria por lo que PEP no recibió respuestas de licitantes que no cumplieron de manera satisfactoria con todos los requisitos indicados en la regla 10 de las bases de licitación. Las empresas con precalificación favorable se muestran en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Licitantes precalificados Región Norte.

Licitante	Pánuco	Altamira	Tierra Blanca	San Andrés	Arenque	Atún
1 Arawak Energy Canada Inc.		X	X	X		

2	Baker Hughes de México, S. de R.L. de C.V.	x	x	x			
3	Burgos Oil Services, S.A. de C.V.			x	x		
4	Burgos Oil Services, S.A. de C.V. y Enap Sipetrol S.A.					x	
5	Burgos Oil Services, S.A. de C.V. en consorcio con Enap Sipetrol S.A. y Oceanografía, S.A. de C.V.					x	
6	Cheiron Holdings Limited		x	x			
7	Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.					x	
8	Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V	x	x	x	x	x	x
9	Dragados Offshore de México S.A de C.V en propuesta conjunta con Dragados Offshore S.A., ATP Oil & Gas Corporation e Integradora de Servicios Petroleros Oro Negro S.A.P.I. de C.V.					x	
10	Grupo R Servicios Integrales, S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Industrial Perforadora de Campeche, S.A de C.V.	x	x		x		
11	Halliburton de México, S. de R.L de C.V.	x			x		
12	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V.			x	x		
13	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V. en consorcio con Alfasid del Norte, S.A. de C.V.			x	x		
14	Operadora de Campos de Poza Rica DWF S.A de C.V				x		
15	Operadora de Campos DWF S.A de C.V	x	x				
16	Perfolat de México, S.A de C.V en consorcio con Servicios Asociados LTDA.			x	x		
17	Petrofac de México, S.A de C.V	x	x	x	x	x	
18	Repsol Exploración México, S.A de C.V	x	x	x	x	x	x
19	Saimexicana, S.A de C.V en propuesta conjunta con Calfrac de México S.A de C.V., Gas Mediterraneo & Petrolio, S.R.L. y Grupo Empresarial Ángeles Energía, S.A de C.V	x		x	x	x	
20	Telpico LLC en consorcio con Baz Energy & services S.A de C.V			x	x		
		8	8	12	13	8	2

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

El día 19 de Junio de 2012, se llevó a cabo la presentación de proposiciones, evaluación, adjudicación y fallo de la licitación número 18575008-625-11 para la contratación de los “Servicios de Exploración, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos en las áreas contractuales Pánuco, Altamira, Tierra Blanca, San Andrés, Arenque y Atún en la Región Norte de PEP”.

La apertura del sobre con las tarifas máximas y mínimas aceptable determinada por PEP para las áreas contractuales fue la siguiente:

- Altamira: \$ 11.07 (Máxima) y \$5.00 (Mínima) Dólares por Barril.
- Arenque: \$ 7.25 y \$2.50 Dólares por Barril.
- Atún: \$ - Dólares por Barril.
- Pánuco: \$ 11.88 y \$5.00 Dólares por Barril.
- San Andrés: \$ 7.57 y \$3.00 Dólares por Barril.
- Tierra Blanca: \$ 9.13 y \$3.00 Dólares por Barril.

Las ofertas por parte de los licitantes se muestran en el **Cuadro 10**.

Cuadro 10. Propuestas Licitantes Región Norte.

Licitante.	Tarifa. [USD/barril].
Atún.	
1. Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.	Se disculpo
2. Repsol Exploración México, S.A de C.V.	Se disculpo
Altamira.	
1. Baker Hughes de México, S. de R.L. de C.V.	9.00
2. Repsol Exploración México, S.A de C.V en propuesta conjunta con Grupo R Servicios Integrales, S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Industrial Perforadora de Campeche, S.A de C.V.	11.00
3. Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	11.89
4. Cheiron Holdings Limited.	5.01
5. Petrofac de México, S.A de C.V en propuesta conjunta con Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.	9.00
6. Arawak Energy Canada Inc.	6.27
Pánuco.	
1. Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	9.91
2. Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Petrofac de México, S.A de C.V.	7.00
3. Grupo R Servicios Integrales, S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Industrial Perforadora de Campeche, S.A de C.V.	15.00
4. Saimexicana, S.A de C.V en propuesta conjunta con Calfrac de México S.A de C.V., Gas Mediterraneo & Petrolío, S.R.L. y Grupo Empresarial Ángeles Energía, S.A de C.V.	Se disculpó.
5. Baker Hughes de México, S. de R.L. de C.V.	Se disculpó.
6. Halliburton de México, S. de R.L de C.V.	Se disculpó.
7. Repsol Exploración México, S.A de C.V.	Se disculpó.
Tierra Blanca.	
1. Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Petrofac de México, S.A de C.V.	4.50
2. Arawak Energy Canada Inc.	10.61
3. Perfolat de México, S.A de C.V en consorcio con	5.80

Servicios Asociados LTDA.		
4.	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V. en consorcio con Alfasid del Norte, S.A. de C.V.	4.12
5.	Saimexicana, S.A de C.V en propuesta conjunta con Calfrac de México S.A de C.V., Gas Mediterraneo & Petrolio, S.R.L. y Grupo Empresarial Ángeles Energía, S.A de C.V	10.00
6.	Baker Hughes de México, S. de R.L. de C.V.	5.03
7.	Telpico LLC en consorcio con Baz Energy & services S.A de C.V.	7.77
8.	Burgos Oil Services, S.A. de C.V.	Se disculpó.
9.	Cheiron Holdings Limited.	Se disculpó.
10.	Repsol Exploración México, S.A de C.V.	Se disculpó.
11.	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V.	Se disculpó.
San Andrés.		
1.	Petrofac de México, S.A de C.V en propuesta conjunta con Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.	3.60
2.	Grupo R Servicios Integrales, S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Industrial Perforadora de Campeche, S.A de C.V.	9.00
3.	Halliburton de México, S. de R.L de C.V.	8.93
4.	Operadora de Campos de Poza Rica DWF S.A de C.V	6.99
5.	Saimexicana, S.A de C.V en propuesta conjunta con Calfrac de México S.A de C.V., Gas Mediterraneo & Petrolio, S.R.L. y Grupo Empresarial Ángeles Energía, S.A de C.V.	8.00
6.	Arawak Energy Canada Inc.	10.24 3.49
7.	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V. en consorcio con Alfasid del Norte, S.A. de C.V.	4.48
8.	Perfolat de México, S.A de C.V en consorcio con Servicios Asociados LTDA.	Se disculpó.
9.	Burgos Oil Services, S.A. de C.V.	No presentó.
10.	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V.	Se disculpó.
11.	Repsol Exploración México, S.A de C.V.	Se disculpó.
12.	Telpico LLC en consorcio con Baz Energy & services S.A de C.V.	
Arenque.		
1.	Dragados Offshore de México S.A de C.V en propuesta conjunta con Dragados Offshore S.A., ATP Oil & Gas Corporation e Integradora de Servicios Petroleros Oro Negro S.A.P.I. de C.V.	10.78
2.	Burgos Oil Services, S.A. de C.V. en consorcio con Enap Sipetrol S.A. y Oceanografía, S.A. de C.V.	24.00
3.	Saimexicana, S.A de C.V en propuesta conjunta con Calfrac de México S.A de C.V., Gas Mediterraneo & Petrolio, S.R.L. y Grupo Empresarial Ángeles Energía, S.A de C.V.	13.00
4.	Petrofac de México, S.A de C.V.	12.50
5.	Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.	Se disculpó.
6.	Burgos Oil Services, S.A. de C.V. en consorcio con Enap Sipetrol S.A.	No presentó.
7.	Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.	Se disculpó.
8.	Repsol Exploración México, S.A de C.V.	Se disculpó.

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

En esta segunda licitación todas las compañías; exceptuando a la compañía Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V., presentaron propuestas ya sea de manera individual o en consorcio, al menos en una de las áreas que pretendían.

Aunque algunas compañías ya tenían una precalificación favorable de manera individual prefirieron no hacer propuestas de esta manera si no en consorcio, tal es el caso de Burgos Oil Services, Monclova Pirineos Gas, Dowell Schlumberger y Repsol Exploración México; esto dio como resultado un decremento dichas precalificaciones; un resultado más detallado es el siguiente:

- De las 29 compañías, 28 presentaron propuestas, lo que demostró mayor interés por esta licitación que la previa en la Región Sur.
- De las 51 precalificaciones favorables, solo se obtuvieron 28 propuestas.
- De las 28 propuestas, solo 16 tuvieron valor; lo que representa un 31.4% de las 51 precalificaciones con que se contaba inicialmente.
- La que mayor éxito tuvo fue el área Altamira, con un 62.5% ya que de sus 8 precalificaciones favorables 5 fueron aceptadas. Mientras que las de menor éxito fueron Arenque y Atún con un 0%, ya que de todas sus precalificaciones favorables ninguna tuvo valor. Cabe destacar que de estas dos a la que menor éxito debe atribuirse es Arenque ya que además de tener más precalificaciones favorables presentaba mejores características de superficie y tipo de hidrocarburo.
- Un pequeño resumen por área puede determinar lo siguiente:
 - Altamira.
 - Las 8 compañías con precalificación favorable presentaron propuesta, sin embargo la cantidad de propuestas se vio reducida ya que Dowell Schlumberger y Repsol Exploración México decidieron hacer sus propuestas en consorcio con otras compañías. Lo que dejó 6 propuestas para esta área.
 - De las 6 propuestas solo 1 se desechó debido a que la tarifa propuesta por el licitante fue mayor a la tarifa máxima aceptable (según la regla 15 de las bases de licitación).
 - Arenque.
 - De las 8 compañías con precalificación favorable 4 presentaron propuesta.
 - Aunque todas se desecharon debido a que la tarifa propuesta por el licitante fue mayor a la tarifa máxima aceptable.
 - A pesar de ser el área con mayor superficie quedó desierta.
 - Atún.
 - Fue el área que menos compañías con precalificación favorable tuvo, siendo solo 2 y de estas ninguna presentó propuesta.
 - A pesar de no ser el área menos atractiva en superficie y tener el hidrocarburo más ligero, el área se declaró desierta ya que ninguna compañía realizó propuestas por ella.
 - Pánuco.
 - De las 8 compañías con precalificación favorable 3 presentaron propuesta. Estas también se vieron reducidas debido a que Dowell Schlumberger de México presentó su propuesta en consorcio.
 - De las 3 propuestas solo 1 se desechó debido a que la tarifa propuesta por el licitante fue mayor a la tarifa máxima aceptable.
 - San Andrés.
 - Fue el área más atractiva con un total de 13 compañías interesadas, de estas 8 presentaron propuesta; esto ya que Petrofac de México realizó su propuesta en consorcio.
 - De las 8 propuestas, 4 se desecharon por no cumplir con el requisito de tarifa máxima permisible.
 - Tierra Blanca.

- Fue la segunda con mayor atractivo, obtuvo un total de 12 compañías interesadas, de estas 7 presentaron propuesta; esto ya que Dowell Schlumberger de México realizó su propuesta en consorcio.
- De las 7 propuestas, 2 se desecharon por no cumplir con el requisito de tarifa máxima permisible.

A continuación se muestran los licitantes ganadores (**Cuadro 11**) de cada área así como el segundo lugar, ya que al igual que en la Región Sur; en caso de que el licitante ganador omitiera presentar la documentación solicitada, éste no podría firmar el contrato con PEP y este podría adjudicar el contrato correspondiente al licitante cuya proposición hubiese obtenido el segundo lugar.

Cuadro 11. Licitante ganador Región Norte.

Licitante		Tarifa [USD/barril]
Altamira.		
Ganador	Cheiron Holdings Limited.	\$5.01
Segundo lugar	Arawak Energy Canada Inc.	\$6.27
Arenque.		
Ganador	Desierta.	\$-
Segundo lugar		\$-
Atún.		
Ganador	Desierta.	\$-
Segundo lugar		\$-
Pánuco.		
Ganador	Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Petrofac de México, S.A de C.V	\$7.00
Segundo lugar	Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	\$9.91
San Andrés.		
Ganador	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V. en consorcio con Alfasid del Norte, S.A. de C.V.	\$3.49
Segundo lugar	Petrofac de México, S.A de C.V en propuesta conjunta con Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V.	\$3.60
Tierra Blanca.		
Ganador	Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V. en consorcio con Alfasid del Norte, S.A. de C.V.	\$4.12
Segundo lugar	Dowell Schlumberger de México S.A. de C.V. en propuesta conjunta con Petrofac de México, S.A de C.V.	\$4.50

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

La respuesta por parte de las compañías parecía buena, ya que al menos 29 de estas, de manera individual o en consorcio, mostraron interés en el área con 51 precalificaciones favorables. Sin embargo 2 de las áreas se declararon desiertas (Atún por falta de propuestas y Arenque debido a que las propuestas presentadas no resultaron aceptables) lo que representa un éxito del 66% en esta región.

En las áreas con licitante ganador se mostraron mejores resultados a los mostrados por los COPF y la Región Sur, ya que en 3 de las 4 se encontraron hasta 5 propuestas viables y solo en una 2 propuestas del mismo tipo.

Lo rescatable de esta licitación al igual que en la Región Sur es el hecho de obtener un respaldo en caso que el ganador no siguiera en el proceso en las áreas licitadas; también existió un buen porcentaje de ofertas con un 31% de éxito de las 51 propuestas que se esperaban de manera inicial. Tomando en cuenta la tendencia de éxito en cuanto a las ofertas, se esperaría un mayor índice de éxito en la última área a licitar.

Referente a la producción el análisis se realizara de la misma manera que en la Región Sur (las gráficas se mostraran también al final para una mejor visualización **Anexo 2.2.1**).

♦ **Área Altamira.**

El primer pozo perforado en esta área fue el Altamira 30 en el año 1926; resultando productor de aceite. La producción máxima del área fue de 10.170 [Mbpd] en el año de 1926 y al 1 de Enero de 2011 producía 0.924 [Mbpd] aproximadamente.

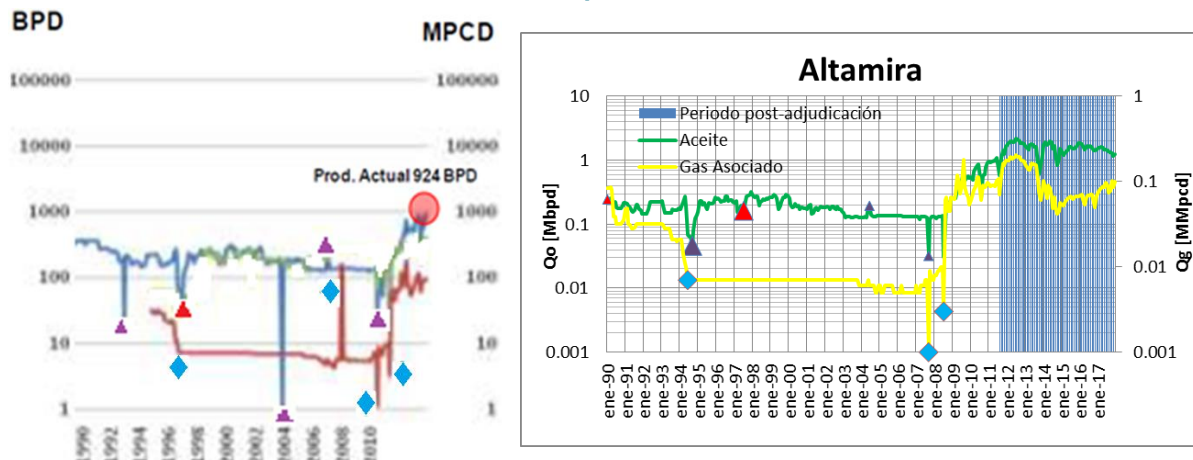
En el área se habían perforado 87 pozos, de los cuales 25 estaban operando, 18 cerrados y 44 taponados; además existían 35 pozos con registros geofísicos y contaba con 71 localizaciones programadas a perforar. El reporte ejecutivo de PEP menciona que del año 2006 a la fecha previa a su adjudicación, se habían perforado 32 pozos nuevos en esta área.

Campo	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Altamira	25	18	44	87

El **Grafico 14** se muestra en escala semi-logaritmica para visualizar de mejor manera los datos proporcionados por PEP.

Se muestran ▲ debido a que los datos son muy parecidos, sin embargo se encuentran desfasados. El primer dato marcado proporcionado por PEP para producción de aceite (▲ de izquierda a derecha) se muestra entre 1992 y 1993, mientras que el mismo dato proporcionado por el CNIH se muestra entre 1994 y 1995; el segundo dato no tiene ningún desfase; el tercer dato que PEP muestra es una caída pronunciada a finales de 2003, dato que el CNIH no mostro; el siguiente dato es un pequeño pico en la producción de aceite que se muestra en ambas gráficas, sin embargo PEP lo mostro en 2007, mientras que para el CNIH se encontró a mediados de 2004. Por último se muestra una caída en la producción de aceite a inicios de 2010 pero para el CNIH la caída se reporta a finales de 2007.

Gráfica 14. Histórico de producción Área Altamira.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboracion propia.

Pese a dichos desfases, se analizara a partir de la fecha de adjudicación del área, Junio de 2012; la producción del campo Altamira era de 1.951 [Mbpd] de aceite y 0.193 [MMpcd] de gas. El promedio anual en el **Cuadro 12**, muestra como la producción se incrementó de manera significativa hasta 2011, probablemente como resultados de la perforación que inicio en 2006; sin embargo después de su adjudicación mostro un decremento en los años posteriores sin que esta se pudiera superar la producción con que fue adjudicado.

Cuadro 12. Histórico de producción Área Altamira.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas No Asociado [MMpcd]
1990	0.212	0.05
1991	0.181	0.033
1992	0.198	0.032
1993	0.168	0.025
1994	0.136	0.010
1995	0.207	0.007
1996	0.242	0.007
1997	0.225	0.007
1998	0.248	0.007
1999	0.251	0.007
2000	0.193	0.007
2001	0.177	0.007
2002	0.178	0.007
2003	0.132	0.007
2004	0.142	0.006
2005	0.135	0.006
2006	0.132	0.005
2007	0.121	0.006
2008	0.151	0.028
2009	0.433	0.086
2010	0.655	0.085
2011	1.052	0.111
2012	1.933	0.185
2013	1.392	0.128
2014	1.565	0.066
2015	1.509	0.062
2016	1.601	0.064
2017	1.423	0.086

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

Pese a que PEP invirtió en 32 pozos previo a la licitación, la producción mostro un incremento hasta 2011, el cual represento un 796% con respecto a la producción anual de 2006; pasando de 0.132 [Mbpd] a 1.052 [Mbpd] de aceite. Posterior a su licitación en 2012 la producción se mantuvo en promedio en 1.5 [Mbpd] de aceite durante 5 años, lo que no se había visto desde antes de 1990. Lo único a destacar es si debido la inversión previa de 2006 a 2012 en nuevos pozos por parte de PEP el licitar el campo fue la mejor decisión.

♦ **Área Arenque.**

Según el reporte ejecutivo de PEP el bloque cuenta con los campos productores: Arenque, Lobina, Jurel, Merluza y Náyade. Sin embargo los principales campos productores son Arenque y Lobina.

La exploración en el área inició en 1968 con el pozo Arenque 1 pero fue hasta los años 70 que se inició el desarrollo del campo Arenque. En 1970, se inició el desarrollo del campo Arenque en las plataformas "A" y "B"; en 1975, se perforaron los pozos en la plataforma Arenque "C"; en 1977, se alcanzó la producción máxima 27.6 [Mbpd] de aceite. En 1980, se inició la inyección de agua que concluyo en 1998. En 1984, se obtuvo la producción mínima de 5.220 [Mbpd] de aceite. En el año 2000, se inició la perforación y producción con pozos horizontales.



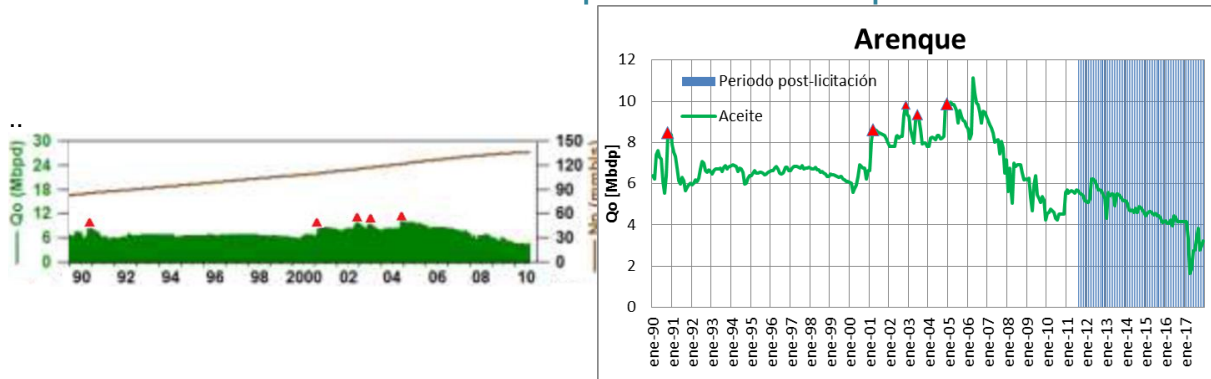
A Junio de 2011, el campo manejaba una producción aproximada de 5.5 [Mbpd] de aceite y 23.3 [MMpcd] de gas proveniente de los campos Arenque y Lobina y contaba con cuatro plataformas marinas y 51 pozos (17 operando, 13 cerrados y 21 taponados).

Área	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Arenque	17	13	21	51

*A Junio de 2011

El área Arenque se declarado desierta durante la licitación, pese a ser el área con mayor superficie, debido a que las ofertas por partes de las compañías rebasaban la tarifa establecida por PEP. Dado esto, se esperaba un descuido evidente del área, sin embargo, esta ya mostraba una producción decreciente años atrás. Durante el periodo comprendido entre 1991 y 2000 la producción del campo (tomando como referencia los campos Arenque y Lobina que aportaban la mayor producción) en promedio fue de 6.5 [Mbpd] (**Cuadro 13**), fue hasta 2001 que la producción tanto de aceite como de gas mostro un incremento, resultado probable de la perforación y producción con pozos horizontales. Esta se mantuvo por encima de 8 [Mbpd] de aceite durante 6 años, sin embargo en 2008 comenzó a declinar irremediabilmente. Para el periodo posterior a la licitación la producción paso de 5.654 [Mbpd] de aceite en 2012 a 3.052 [Mbpd] en 2017, lo que representa una caída porcentual del 46%.

Gráfica 15. Histórico de producción Área Arenque.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 13. Histórico de producción Área Arenque.

Año	ARENQUE		LOBINA		Área	
	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcpd]	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcpd]	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcpd]
1990	7.115	19.390	0	0	7.115	19.390
1991	6.456	22.033	0	0	6.456	22.033
1992	6.478	24.125	0	0	6.478	24.125
1993	6.717	24.077	0	0	6.717	24.077
1994	6.565	25.528	0	0	6.565	25.528
1995	6.516	23.412	0	0	6.516	23.412
1996	6.653	23.871	0	0	6.653	23.871
1997	6.777	25.627	0	0	6.777	25.627
1998	6.593	25.657	0	0	6.593	25.657
1999	6.307	27.414	0	0	6.307	27.414
2000	6.317	27.198	0	0	6.317	27.198
2001	8.221	28.086	0	0	8.221	28.086
2002	8.437	28.593	0	0	8.437	28.593
2003	8.505	30.410	0	0	8.505	30.410
2004	8.482	32.139	0	0	8.482	32.139
2005	9.449	31.785	0	0	9.449	31.785
2006	8.455	33.551	0.984	0.442	9.439	33.993
2007	7.662	31.955	0.353	0.222	8.015	32.177
2008	6.252	26.924	0.148	0.093	6.400	27.017
2009	5.249	21.684	0.197	0.141	5.446	21.825
2010	4.512	20.443	0.107	0.161	4.619	20.604
2011	5.517	23.616	0.030	0.046	5.547	23.662
2012	5.648	24.460	0.006	0.009	5.654	24.469
2013	5.275	23.551	0	0	5.275	23.551
2014	4.764	23.190	0.013	0.018	4.777	23.208

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

2015	4.445	24.606	0.007	0.01	4.452	24.616
2016	4.179	22.655	0	0	4.179	22.655
2017	3.052	18.288	0	0	3.052	18.288

♦ Área Atún.

La producción del área la conforman los campos Atún, Cangrejo, Escualo, Mejillón y Morsa según el reporte ejecutivo de PE, pero las reservas únicamente la conforman los campos Atún y Mejillón; sin embargo solo fue posible obtener datos de producción del campo Atún por parte del CNIH (Gráfica 16).

El Campo Atún inició su producción en 1968; poco tiempo después, alrededor del año 1973; se alcanzó la máxima producción del campo, casi 30 [Mbpd] y, posteriormente, ésta comenzó a declinar muy fuertemente de tal manera que en los últimos 25 años la producción del campo ha sido prácticamente marginal.

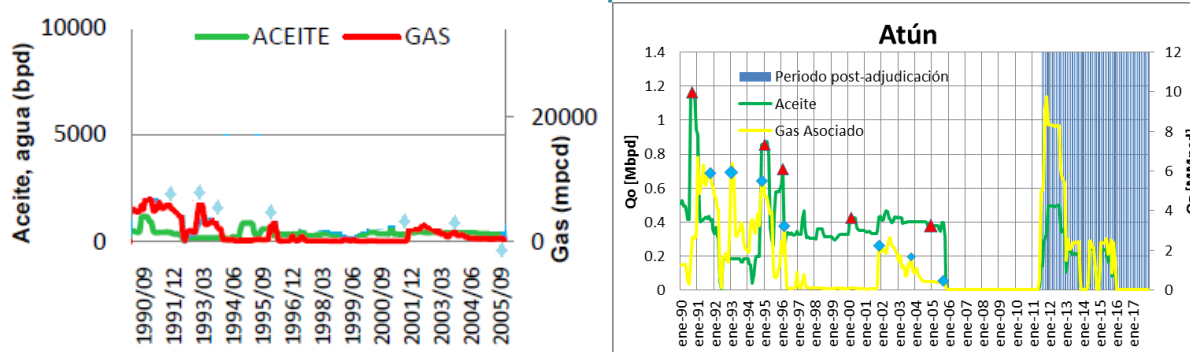
Área	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Atún	2	4	66	72

*A Junio de 2011

Se han perforado en el área un total de 72 pozos, de los cuales 66 están taponados, cuatro cerrados y dos operando.

El área Atún se declaró desierta debido a que sus compañías licitantes se disculparon y no mostraron oferta por ella. Esto podría atribuirse a que el área mostro una producción nula después de Septiembre de 2005 (Gráfica 16), agregado a la baja producción mostrada en años anteriores.

Gráfica 16. Histórico de producción Área Atún.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Los datos proporcionados por el CNIH muestran una producción de 0.143 [Mbpd] de aceite y 3.636 [MMpcpd] en 2011, agregado a esto la producción nula durante los años previos y la baja infraestructura en pozos con que contaba a un año de su licitación; es una situación que podría resultar no muy atractivo a la inversión privada. Posterior a las licitaciones en Junio de 2012, la producción solo mantuvo durante 4 años y esta fue muy baja, regresando a ser nula en Enero de 2016

♦ Área Pánuco.

El primer pozo perforado en esta área se terminó en 1907; resultando productor de aceite. La producción máxima del área Pánuco, fue de 291.542 [Mbpd] de aceite en el año de 1924.

La producción del área estaba dada por los campos Cacalilao, Panuco, Salinas y Topila. El área Pánuco había producido antes de su licitación 703.1 [MMbbls] de aceite; la producción reportada por PEP a Junio de 2011 fue de 2.385 [Mbpd] de aceite y 2.4 [MMpcpd] de gas, con aporte de 35 a 40 por ciento de agua.

Área	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Pánuco	191	99	1336	1626

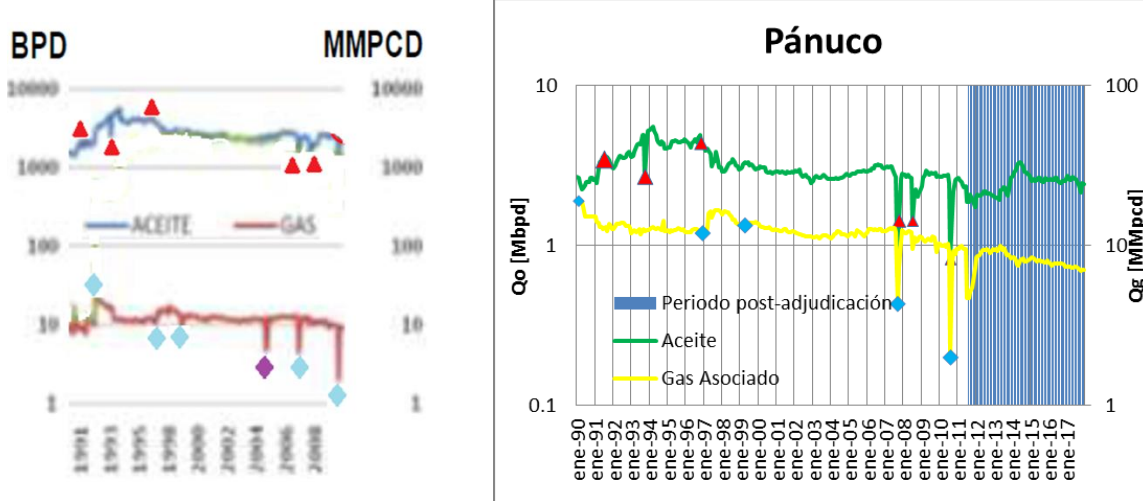
*A Junio de 2011

De 2006 a Junio de 2011, se reportó que en esta área se habían perforado 31 pozos. Dentro del área, se han

perforado 1,626 pozos, de los cuales 191 están en operación (seis pozos se han convertido a letrinas), 99 cerrados, y 1,336 han sido taponados; de estos pozos taponados, 956 fueron productores. Además se contaba con 395 localizaciones programadas a perforar.

La Gráfica mostrada para esta área es el resultado de la producción de sus 4 campos. La única incongruencia fue una caída de la producción mostrada por PEP en 2004 (◊), dato que el CNIH no mostro, sin más los datos restantes son similares.

Gráfica 17. Histórico de producción Área Pánuco.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 14. Histórico de producción Área Pánuco.

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.
*Promedio anual de la producción conjunta de los campos: Cacaillo, Panuco, Salinas y Topila.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcd]
2000	2.963	12.939
2001	2.886	12.405
2002	2.765	11.685
2003	2.673	11.377
2004	2.671	11.79
2005	2.868	11.885
2006	3.081	12.525
2007	2.629	11.311
2008	2.379	11.478
2009	2.754	10.735
2010	2.383	8.875
2011	2.182	7.613
2012	2.099	9.116
2013	2.195	9.238
2014	3.004	8.073
2015	2.585	8.09
2016	2.562	7.67
2017	2.534	7.248

Aunque se menciona que de 2006 a 2011 se perforaron 31 pozos, no se mostró un incremento de la producción significativo en los años posteriores; lo que denotaría el por qué se licito el área al no obtener resultados a corto plazo. Este parece ser un caso particular donde la producción posterior a la licitación no ha mostrado cambios significativos ya sea de manera positiva o negativa.

◊ **Área San Andrés.**

El descubrimiento del campo San Andrés fue en junio de 1956 con la perforación del pozo San Andrés-1, el cual encontró producción comercial de aceite. Después del descubrimiento, el campo fue desarrollado alcanzando una producción máxima 44.870 [Mbpd].

En el año 1961, se realizó un programa piloto de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento e incrementar la recuperación de aceite; en 1966, se implementó masivamente al campo, manteniéndose hasta que se presentó una inundación generalizada en toda el área en el año de 1999. A partir de esa fecha, se suspendió la inyección de agua, ya que se dañó la infraestructura de inyección.

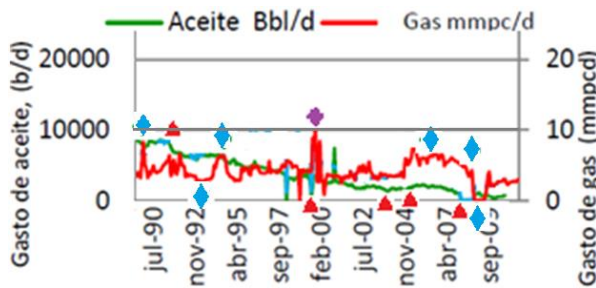
Campo	Operando	Cerrados	Taponados	Total
San Andrés	50	250	56	356

*A junio de 2011

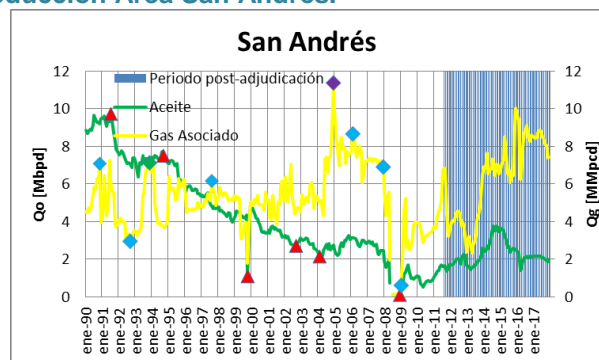
En esta área se han perforado a la fecha 356 pozos, de los cuales 50 están en operación, 250 cerrados y 56 taponados.

Los datos proporcionados por ambas instituciones son bastante parecidos, a excepción de un pico mostrado en la producción de gas que en los datos mostrados por PEP se encuentra en 1999, mientras que en los proporcionados por el CNIH se muestra en 2005.

Gráfica 18. Histórico de producción Área San Andrés.



Fuente: PEP.



Fuente: Elaboración propia.

El área muestra un declive de la producción de aceite desde 1990 hasta el año de su licitación. Posterior a su adjudicación, la caída fue frenada, e incluso fue capaz de recuperarse llegando a producir por encima de 3 [Mbd] de aceite, dato que no se veía desde 2001. Para el caso del gas llegó a producir por encima de 8 [MMpcd], que no se había visto en todo este periodo.

La producción de aceite tuvo un incremento porcentual del 213% de 2011 a 2013 donde mostro su mayor avance, pasando de 1.487 [Mbd] a 3.169 [Mbd]. Al 2017 mostro un incremento porcentual del 137% en cuanto a su producción de aceite, comparado con 2011, año previo a su licitación. Mientras que para el gas obtuvo un incremento del 173% de 2011 a 2017, pasando de 4.803 [MMpcd] a 8.311 [MMpcd].

Si bien la producción no se incrementó en un gran porcentaje, la caída de producción fue frenada, lo que podría ser una muestra de un avance en el área, ya que esta no había tenido efectos positivos considerables desde 1990.

Cuadro 15. Histórico de producción Área San Andrés.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcd]
1990	9.13	5.319
1991	8.989	5.115
1992	7.333	3.536
1993	7.079	5.231
1994	7.397	4.444
1995	6.709	5.807
1996	5.668	4.752
1997	5.083	5.265
1998	4.39	5.378
1999	4.056	4.09
2000	3.92	5.001
2001	3.511	4.906
2002	2.935	5.272
2003	2.854	5.337
2004	2.497	6.748
2005	2.742	7.965
2006	2.962	7.536
2007	2.644	7.216
2008	0.724	1.95
2009	1.074	3.173
2010	0.823	3.42
2011	1.487	4.803
2012	1.915	3.919
2013	1.824	3.796
2014	3.169	6.927
2015	2.894	7.391
2016	2.034	8.364
2017	2.079	8.311

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

♦ **Área Tierra Blanca.**

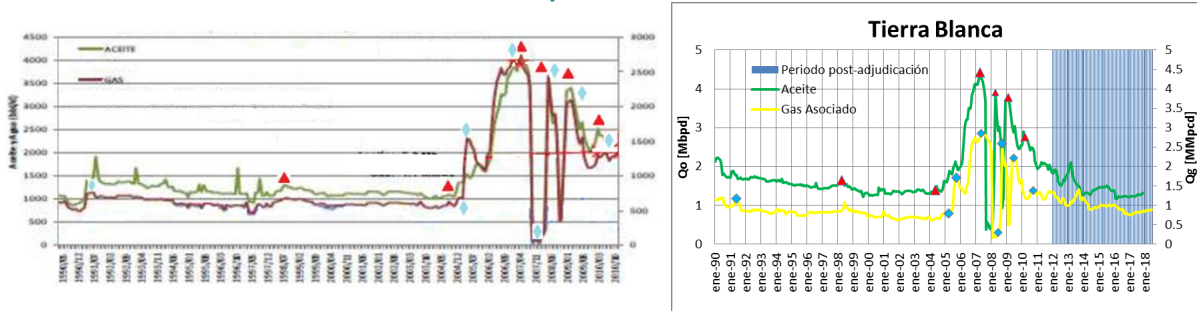
El inicio de la producción de los campos dentro del área se remonta al año de 1910 con el desarrollo de los campos: Potrero del Llano-Horcones, Alazán, Álamo-San Isidro, Tierra Blanca-Chapopote Núñez y Cerro Viejo. Posteriormente, hacia la década de 1950, fueron desarrollados los campos Temapache y Vara Alta.

Es importante mencionar que a cien años del descubrimiento de los campos Alazán y Potrero del Llano, estos cuentan con 9 pozos fluyentes con una producción promedio por pozo de 11 [bpd]. Los campos Tierra Blanca y Cerro Viejo cuentan con 16 pozos fluyentes con una producción promedio por pozo de 50 [bpd]. El campo Temapache, cuyo desarrollo inició en 1953, fue reactivado en 2007 alcanzando una producción de 3 [Mbpd]; según PEP

“...Actualmente uno de los campos con mayor potencial.”

Los datos proporcionados por parte de PEP y el CNIH muestran gran concordancia (**Gráfica 19**). Cabe mencionar que la gráfica elaborada con los datos del CNIH toma en cuenta la producción de los campos que conforman el área; mencionados por PEP en el resumen ejecutivo.

Gráfica 19. Histórico de producción Área Tierra Blanca.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 16. Histórico de producción Área T. Blanca.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcpd]
1990	2.000	1.089
1991	1.749	0.976
1992	1.707	0.866
1993	1.648	0.823
1994	1.608	0.842
1995	1.526	0.758
1996	1.482	0.815
1997	1.464	0.827
1998	1.548	0.898
1999	1.360	0.790
2000	1.308	0.724
2001	1.341	0.669
2002	1.346	0.689
2003	1.361	0.663
2004	1.363	0.726
2005	1.846	1.356
2006	3.029	2.283
2007	3.217	2.089
2008	1.949	1.198
2009	3.113	1.717
2010	2.553	1.304
2011	2.025	1.263
2012	1.717	1.078
2013	1.683	1.170
2014	1.330	0.953
2015	1.447	0.973
2016	1.243	0.800
2017	1.256	0.847

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

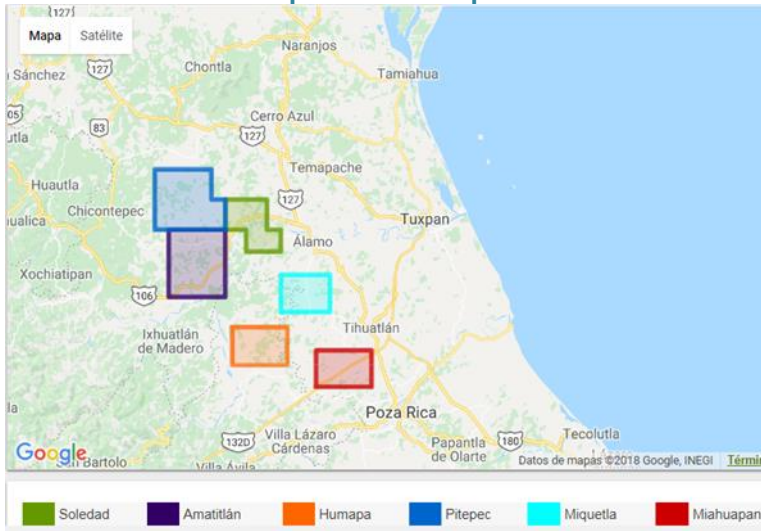
*Promedio anual de la producción conjunta de los campos: Potrero del Llano-Horcones, Alazán, Álamo-San Isidro, Tierra Blanca-Chapopote Núñez, Cerro Viejo, Temapache y Vara Alta

El Cuadro 16 y la Gráfica 19 muestran que durante el periodo comprendido entre 1990 y 2004, la producción tanto de aceite como de gas fue muy baja y mostraba una tendencia decreciente. Posterior a 2004 la producción de gas y aceite mostro una serie de altibajos hasta 2009, año en el que comenzó un nuevo declive.

Posterior a su adjudicación la tendencia decreciente siguió, exceptuando los meses de Marzo y Abril de 2013 donde se vio una pequeña recuperación de la producción, llegando a superar los 2 [Mbpd]; fuera de este pequeño incremento la producción se estabilizo hasta 2016 y 2017 con una producción promedio de 1.25 [Mbpd].

4.2.3 Chicontepec.

Mapa 4. Chicontepec.



Fuente: PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

Como parte de la estrategia de exploración y producción de PEP, la tercera ronda de licitación de Contratos Integrales EP, fue llevada a cabo a finales de Diciembre de 2012 y se enfocó a campos en Chicontepec. Con estos contratos se contribuiría a incrementar la producción de hidrocarburos de PEMEX.

Algunos de los aspectos que llevaron a tomar esta decisión fueron los siguientes:

- Las reservas totales superan los 17 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa aproximadamente un 40% de las reservas totales de México.
- El Paleocanal de Chicontepec su ubica en los Estados de Veracruz y Puebla, dentro de la cuenca Tampico-Misantla, una de las principales cuencas productoras de México; tiene una extensión de 3,800 [km²] y lo integran campos productores de areniscas del terciario.
- La explotación de los campos de Chicontepec es **No Convencional** por sus características de baja porosidad y permeabilidad. Históricamente, el factor de recuperación ha sido bajo, sin embargo, PEP declara que tiene un alto potencial para ser incrementado significativamente con la tecnología adecuada.

Los campos seleccionados para esta ronda de licitaciones fueron: Amatitlán, Humapa, Miahuapan, Miquetla, Pitepec y Soledad. Algunas de sus características se muestran en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Chicontepec.

			Amatitlán	Humapa	Miahuapan	Miquetla	Pitepec	Soledad	Total	
		Superficie [km ²]	230	128	128	112	230	125	953	
		Tipo de hidrocarburo [°API]	34 a 44	27	33	35	32 a 40	32 a 37		
Reservas	1P	Aceite [MMbbls]	5.2	12.4	2.3	15.9	7.9	34.1	77.8	
		Gas [MMMpc]	7.8	18	3.4	24.2	11.8	55.3	120.5	
	2P	Aceite [MMbbls]	195.9	158.5	101.3	118	233.3	85.8	892.8	
		Gas [MMMpc]	579.5	429.5	295.5	317.8	686.8	201.1	2510.2	
	3P	Aceite [MMbbls]	605.8	206.9	296.3	163.8	637.6	85.8	1996.2	
		Gas [MMMpc]	1,604.10	557.30	805.90	436.8	1,697.70	201.10	5302.9	
			N [MMbbls]	6,297.70	1,955.47	747.57	2,376.07	6,325.27	1,709.06	19411.144
			G [MMMpc]	2,695.83	725.19	297.66	778.87	2,435.36	1,208.68	8141.59
			N _p [MMbbls]	0.176	0.552	0.042256	10.77	0.8828	39	51.423056
			G _p [MMMpc]	0.893	0.273	0.00572	2.04	0.583	5.7	9.49472
		Producción diaria* [bpd]	3,700	1,170	348	886	61	3,400	9565	
		[MMpcd]	112.9	2.1	0.372	2.5	0.0406	8.1	126.0126	

* Al 30 de Junio de 2012

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

De conformidad con lo establecido en los numerales 9 y 11 de las bases de licitación, solo se recibirían proposiciones de los licitantes precalificados de manera favorable, por haber cumplido con la totalidad de los requisitos establecidos; los licitantes se muestran en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Licitantes precalificados Chicontepec.

	Licitante	Amatitlán	Soledad	Humapa	Miquetla	Miahuapan	Pitepec
1	Alfasid del Norte S.A. de C.V.	X		X			X
2	Andes Energía Argentina S.A. en consorcio con GAIA Ecológica S.A de C.V. e Integra oil & Gas			X			
3	Burgos Oil Services S.A de C.V		X				
4	Consortio Sinopa S.A		X				
5	Constructora y Perforadora Latina S.A de C.V			X	X		
6	Finley Resources Inc. en consorcio con CH4 Acquisition, LLC y Royal Shale Holdings S.A de C.V		X	X	X		
7	Grupo R Servicios Integrales S.A de C.V en consorcio con Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V		X	X			
8	Halliburton de México S. de R.L de C.V	X	X	X	X	X	X
9	Key Energy Services de México S. de R.L de C.V en consorcio con Vielper Technology S.A de C.V y Carrizo Oil & Gas Inc.		X				
10	Monclova Pirineos Gas S.A de C.V		X				
11	Operadora de Campos DWF S.A de C.V			X	X		
12	Petrolite de México S.A de C.V.		X	X		X	
13	Petrolite de México S.A de C.V. en consorcio con Baker Hughes de México S. de R.L de C.V		X	X	X	X	
14	Repsol Exploración México S.A de C.V	X	X	X	X	X	X
15	Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V	X	X	X	X	X	X
16	Sinopec International Petroleum Service México S. de R.L de C.V.				X		X
		4	11	11	8	5	5

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

El día 11 de Julio de 2013, se llevó a cabo la presentación de proposiciones, evaluación, adjudicación y fallo de la licitación pública internacional abierta número **18575008-550-12**; nombrada “Contratos para la producción de hidrocarburos en las áreas Amatitlán, Soledad, Humapa, Miquetla, Miahuapan y Pitepec”.

La apertura del sobre con las tarifas máximas y mínimas aceptables determinadas por PEP para las áreas contractuales fue la siguiente:

- Humapa: \$ 6.50 Dólares por Barril.
- Amatitlán: \$ 7.00 Dólares por Barril.
- Pitepec: \$ 7.00 Dólares por Barril.
- Miahuapan: \$ 6.00 Dólares por Barril.
- Miquetla: \$ 6.50 Dólares por Barril.
- Soledad: \$ 6.00 Dólares por Barril.

Las ofertas por parte de los licitantes se muestran en el **Cuadro 17**.

Cuadro 17. Propuestas Licitantes Chicontepec.

Licitante.	Tarifa. [USD/barril].
Humapa.	
1. Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V.	Se disculpó.
2. Repsol Exploración México S.A de C.V.	Se disculpó.
3. Petrolite de México S.A de C.V.	Se disculpó.
4. Halliburton de México S. de R.L de C.V.	0.01
5. Finley Resources Inc. en consorcio con CH4 Acquisition, LLC y Royal Shale Holdings S.A de C.V.	8.99
6. Andes Energía Argentina S.A. en consorcio con GAIA Ecológica S.A de C.V. e Integra oil & Gas.	4.94
7. Grupo R Servicios Integrales S.A de C.V en consorcio con Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V.	2.95
8. Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	0.98
9. Alfasid del Norte S.A. de C.V.	Se disculpó.
10. Constructora y Perforadora Latina S.A de C.V.	15.00
Amatitlán.	
1. Alfasid del Norte S.A. de C.V.	Se disculpó.
2. Halliburton de México S. de R.L de C.V.	Se disculpó.
3. Repsol Exploración México S.A de C.V.	Se disculpó.
4. Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V.	Se disculpó.
Pitepec.	
1. Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V.	Se disculpó.
2. Repsol Exploración México S.A de C.V	Se disculpó.
3. Sinopec International Petroleum Service México S. de R.L de C.V.	Se disculpó.
4. Halliburton de México S. de R.L de C.V.	Se disculpó.
5. Alfasid del Norte S.A. de C.V.	Se disculpó.
Miahuapan	
1. Petrolite de México S.A de C.V.	Se disculpó.
2. Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V.	Se disculpó.
3. Halliburton de México S. de R.L de C.V.	Se disculpó.
4. Repsol Exploración México S.A de C.V.	Se disculpó.
Miquetla.	
1. Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	0.98

2. Halliburton de México S. de R.L de C.V.	Se disculpó.
3. Finley Resources Inc. en consorcio con CH4 Acquisition, LLC y Royal Shale Holdings S.A de C.V.	6.99
4. Sinopec International Petroleum Service México S. de R.L de C.V.	Se disculpó.
5. Constructora y Perforadora Latina S.A de C.V.	7.50
6. Petrolite de México S.A de C.V. en consorcio con Baker Hughes de México S. de R.L de C.V	0.89
7. Repsol Exploración México S.A de C.V.	Se disculpó.
8. Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V.	Se disculpó.
Soledad.	
1. Monclova Pirineos Gas S.A de C.V.	3.85
2. Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V.	2.97
3. Consorcio Sinopa S.A.	3.00
4. Key Energy Services de México S. de R.L de C.V en consorcio con Vielper Technology S.A de C.V y Carrizo Oil & Gas Inc.	Se disculpó.
5. Finley Resources Inc. en consorcio con CH4 Acquisition, LLC y Royal Shale Holdings S.A de C.V.	6.99
6. Burgos Oil Services S.A de C.V.	4.00
7. Petrolite de México S.A de C.V.	0.49
8. Repsol Exploración México S.A de C.V.	Se disculpó.
9. Grupo R Servicios Integrales S.A de C.V en consorcio con Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V.	3.90
10. Halliburton de México S. de R.L de C.V.	Se disculpó.

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

Un resumen en cuanto a las propuestas por parte de las compañías licitantes es el siguiente:

- De las 24 compañías 6 se disculparon en todas las áreas que pretendían licitar (Alfasid, Repsol, Sinopec y el consorcio conformado por Key Energy, Vielper y Carrizo), las demás compañías presentaron propuestas ya sea de manera individual o en consorcio, al menos en una de las áreas que pretendían.
- De las 44 precalificaciones favorables, solo se obtuvieron 17 propuestas.
- De las 17 propuestas 12 tuvieron valor; lo que representa un 27.27% de las 44 precalificaciones con que se contaba inicialmente.
- La que mayor éxito mostro fue el área Soledad, con un 54.54% ya que de sus 11 precalificaciones favorables 6 fueron aceptadas. Mientras que las de menor éxito fueron Amatitlán, Miahuapan y Pitepec con un 0%, ya que todas las compañías con precalificaciones favorables decidieron disculparse en estas áreas.
- Un pequeño resumen por área puede determinar lo siguiente:
 - Humapa.
 - Fue una de las 2 áreas más atractivas junto con Soledad con 11 compañías con precalificación favorable, de las cuales 6 presentaron propuesta.
 - De las 6 propuestas solo 2 se desecharon debido a que la tarifa propuesta por el licitante fue mayor a la tarifa máxima aceptable (según la regla 15 de las bases de licitación).
 - Es el área que presenta el hidrocarburo más ligero
 - Amatitlán
 - Las 4 compañías con precalificación favorable presentaron su disculpa.

- A pesar de ser una de las áreas con mayor superficie (mismo caso que Pitepec) quedo desierta.
- Pitepec.
 - Al igual que Amatitlán las 5 compañías con precalificación favorable presentaron su disculpa.
 - A pesar de ser una de las áreas con mayor superficie (mismo caso que Amatitlán) quedo desierta.
- Miahuapan.
 - Al igual que Amatitlán y Pitepec las 5 compañías con precalificación favorable presentaron su disculpa, dejando desierta el área.
- Miquetla.
 - De las 8 compañías con precalificación favorable 4 presentaron propuesta.
 - De las 4 propuestas, 2 se desecharon por no cumplir con el requisito de tarifa máxima permisible.
- Soledad.
 - Fue una de las 2 áreas más atractivas junto con Humapa con 11 compañías con precalificación favorable, de las cuales 7 presentaron propuesta.
 - De las 7 propuestas solo 1 se desechó por no cumplir con el requisito de tarifa máxima permisible.

Para elegir al ganador en esta licitación no solo se tomó en cuenta la menor tarifa y que esta se encontrara dentro de la tarifa máxima permisible por parte de PEP, sino también un Índice que se veía afectado por el valor de un Factor de Incremento a la Obligación de Trabajo a aplicar al Monto de la Obligación de Trabajo del periodo inicial y al coeficiente de la fórmula de Obligación de Trabajo para el periodo de desarrollo. Este factor solo se había mencionado en las licitaciones anteriores como un factor de desempate, en el caso que hubiese 2 compañías con una diferencia máxima del 5% entre sus ofertas. A continuación se muestran los licitantes ganadores de cada área (**Cuadro 18**) así como el segundo lugar.

Cuadro 18. Licitante ganador Chicontepec.

		Tarifa [USD/barril]
Licitante.		
Humapa.		
Ganador	Halliburton de México S. de R.L de C.V.	\$0.01
Segundo lugar	Andes Energía Argentina S.A. en consorcio con GAIA Ecológica S.A de C.V. e Integra oil & Gas.	\$4.94
Amatitlán.		
Ganador	Desierta.	\$-
Segundo lugar		\$-
Pitepec.		
Ganador	Desierta.	\$-
Segundo lugar		\$-
Miahuapan.		
Ganador	Desierta.	\$-
Segundo lugar		\$-
Miquetla.		
Ganador	Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	\$0.98
Segundo lugar	Petrolite de México S.A de C.V. en consorcio con Baker Hughes de México S. de R.L de C.V.	\$0.89
Soledad.		
Ganador	Petrolite de México S.A de C.V.	\$0.49
Segundo lugar	Consorcio Sinopa S.A.	\$3.00

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

Como se puede ver, el índice previamente mencionado afectó el resultado de ganadores y segundo lugar. Esto se puede ver a continuación:

- El área Humapa tenía dos propuestas por debajo de la ofertada por el segundo lugar (\$4.94 [USD/b]), siendo estas de \$2.95. y \$0.98 [USD/b].
- En el área Miquetla se puede observar que el licitante ganador obtuvo el triunfo con una tarifa mayor a la del segundo lugar.
- Por último en el área Soledad también existía una propuesta con tarifa por debajo de la ofertada por el segundo lugar (\$3.00 [USD/b]), siendo esta de \$2.97 [USD/b].

El Índice que definió esta ronda se calculó de la siguiente manera:

$$Indice = \left(w \left(\frac{Tarifa_{menor}}{Tarifa_{propuesta}} \right) + (1 - w) \left(\frac{Factor_{propuesta}}{Factor_{mayor}} \right) \right) * 100$$

$w=0.7$

El licitante con la propuesta aceptable que hubiere obtenido el mayor índice redondeado a un decimal quedaría en primer lugar.

A continuación se muestra el **Cuadro 19** con los factores e Índices calculados para cada compañía con propuestas dentro de la tarifa máxima permisible.

Cuadro 19. Factor e Índice para las Áreas licitantes en Chicontepec.

Licitante.	Tarifa [USD/barril]	Factor	Índice
Humapa.			
• Halliburton de México S. de R.L de C.V.	0.01	1.250	84.8
• Andes Energía Argentina S.A. en consorcio con GAIA Ecológica S.A de C.V. e Integra oil & Gas.	4.94	2.528	30.1
• Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	0.98	1.901	23.3
• Grupo R Servicios Integrales S.A de C.V en consorcio con Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V.	2.96	1.100	13.3
Miquetla.			
• Operadora de Campos DWF S.A de C.V.	0.98	1.501	93.6
• Petrolite de México S.A de C.V. en consorcio con Baker Hughes de México S. de R.L de C.V	0.89	1.11	92.0
Soledad.			
• Petrolite de México S.A de C.V	0.49	1.001	84.2
• Consorcio Sinopa S.A.	3.00	2.111	41.4
• Schlumberger Production México, S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México, S.A de C.V.	2.97	1.516	33.1
• Burgos Oil Services S.A de C.V.	4.00	1.300	27.0
• Monclova Pirineos Gas S.A. de C.V.	3.85	1.200	26.0
• Grupo R Servicios Integrales S.A de C.V en consorcio con Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V.	3.90	*	24.4

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Exploración y Producción (CIEP).

*Dato no disponible

En total 24 compañías, ya sea de manera individual o en consorcio tuvieron precalificaciones favorables en el área Chicontepec, lo que denotaba una gran respuesta por parte de las compañías en el área.

El porcentaje de éxito en esta región fue la más baja de las 3, teniendo un 50%, ya que de 6 áreas 3 quedaron desiertas. Quizá una de las razones por las que varias compañías decidieron no seguir adelante con sus propuestas dejando desiertas estas áreas tenga que ver con el cambio en el Ejecutivo Federal, dado que la idea de una Reforma Energética ya se veía venir; por otro lado las

compañías que decidieron seguir adelante pudieron hacerlo con la disposición de migrar en un futuro. De cualquier forma la incertidumbre por el panorama en la industria fue un factor que pudo afectar la licitación.

En las áreas con licitante ganador se mostraron buenos resultados parcialmente, ya que en Soledad se encontraron hasta 6 propuestas viables, en Humapa 4 y en Miquetla solamente 2 propuestas del mismo tipo.

Además de la cantidad de áreas desiertas, un factor a destacar es la extremadamente baja remuneración que pedían las compañías por cada barril de crudo extraído, llegando a ser cifras meramente representativas de 1 centavo de dólar. Esto deja la cuestión ¿Qué pretendían dichas compañías con esto?, ¿Cuál era su verdadero interés?

Al igual que en las licitaciones previas existió un buen número de ofertas, aunque en esta ocasión el decremento no fue debido a que las propuestas se desecharan por no estar dentro del límite permisible en cuanto a la tarifa máxima, sino a que las compañías se disculparon y decidieron no hacer propuestas.

Referente a la producción el análisis se realizara de la misma manera que en las Regiones anteriores (*las gráficas se mostraran también al final para una mejor visualización Anexo 2.3.1*).

◆ Amatitlán.

El descubrimiento del área contractual fue en Mayo de 1962 con la perforación del pozo Amatitlán-1, el cual manifestó en su primera prueba de producción 0.138 [Mbpd], un flujo fraccional de agua de 0% y una RGA de 140 [m³/m³]. En Septiembre de 1963 se perforó el pozo Amatitlán-2, el cual encontró aceite con un gasto inicial de 0.372 [Mbpd], un flujo fraccional de agua de 4% y una RGA de 427 [m³/m³], finalmente en Abril de 1969 el pozo Amatitlán-3, confirmó producción con un gasto inicial de 0.127 [Mbpd], flujo fraccional de agua de 2% y RGA de 436 [m³/m³]. La explotación comercial de aceite en esta área inicio en el año 1973 y la producción estaba asociada a los campos Amatitlán, Ahuatepec, Cacahuatengo y Coyol. Según el reporte de PEP la producción máxima alcanzada fue de 0.654 [Mbpd] de aceite con 8 pozos activos en Noviembre de 2004.

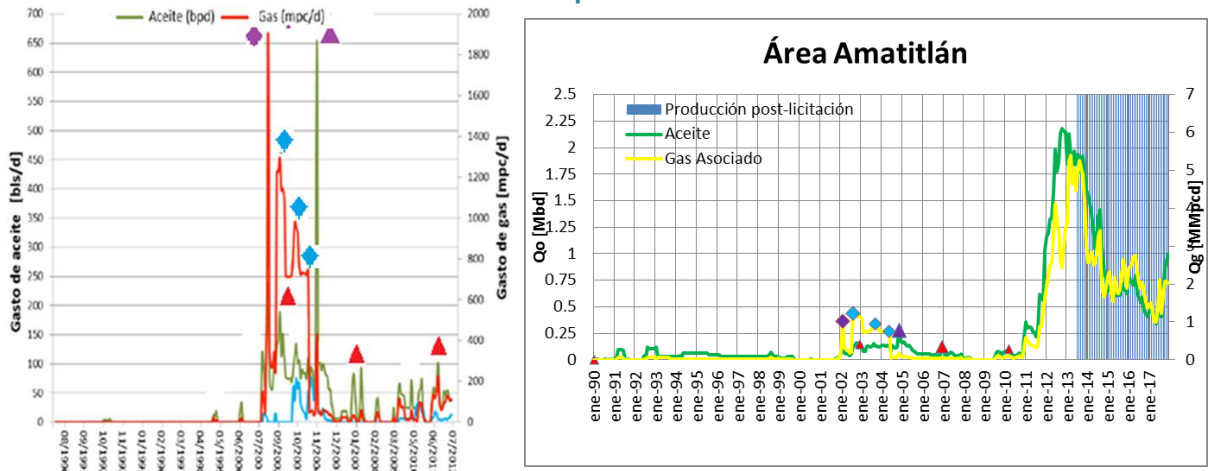
Área	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Amatitlán	3	16	4	23

*Al 30 de Junio de 2012

Según el reporte ejecutivo de PEP en esta área contractual se han perforado 23 pozos, de los cuales 16 están cerrados, 4 taponados y 3 en operación.

Los datos proporcionados por PEP y el CNIH son similares en gran medida, sin embargo muestran discordancia en los valores señalados como máximos de aceite y gas. Los marcadores ▲ y ◆ en la **Gráfica 20** señalan estos valores en los años 2004 y 2002 para aceite y gas respectivamente. Los demás datos no muestran diferencias significativas. Cabe señalar que la gráfica (derecha) se realizó con los históricos de producción de todos los campos que conforman el área según el reporte de PEP.

Gráfica 20. Histórico de producción Área Amatitlán.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 20. Histórico de producción Área Amatitlán.

Año	Aceite [Mbd]	Gas Asociado [MMpcd]
1990	0.003	0.002
1991	0.034	0.019
1992	0.051	0.028
1993	0.038	0.051
1994	0.053	0.018
1995	0.055	0.018
1996	0.033	0.018
1997	0.031	0.018
1998	0.038	0.034
1999	0.019	0.007
2000	0.001	0.001
2001	0.005	0.008
2002	0.096	0.706
2003	0.119	0.832
2004	0.140	0.362
2005	0.104	0.056
2006	0.055	0.035
2007	0.049	0.038
2008	0.006	0.008
2009	0.033	0.041
2010	0.073	0.100
2011	0.426	0.661
2012	1.736	2.942
2013	1.863	4.650
2014	1.198	2.532
2015	0.648	2.041
2016	0.618	2.152
2017	0.570	1.567

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

El Cuadro 20 muestra resultados poco favorables del año 1990 a 2002, donde la producción promedio anual estuvo por debajo de 0.100 [Mbd]. De 2003 a 2005 mostró un pequeño avance elevando la producción a 0.140 [Mbd], pero cayó nuevamente hasta 2010.

Los 2 años previos a su licitación incrementó de manera favorable la producción con solo 3 pozos en operación, pasando de 0.073 [Mbd] en 2010 a 1.736 [Mbd] en 2012, basado en esto la licitación del área pudo esperar.

De 2013, año de su adjudicación, a 2017 la producción decreció, teniendo la producción más baja en el último año.

A pesar que el área se declaró desierta los resultados no fueron del todo desfavorables, ya que PEP logro mantener una producción mayor comparada con el periodo de 22 años (1990-2012), donde solamente en 2012 la producción fue mayor a los 0.570 [Mbd] observados en 2017.

♦ **Humapa.**

El descubrimiento del área contractual fue en Marzo de 1956 con la perforación del pozo Humapa-1, se recuperó lodo viscoso y se taponó como improductivo. El primer pozo productor del área c

contractual fue el Bornita-1, perforado en Abril de 1977, con un gasto de 0.189 [Mbpd], 0% de agua y una RGA de 100 [m³/m³], posteriormente en Septiembre de 1977 entró a producción el pozo Humapa-1D con un gasto de 0.057 [Mbpd], 0% de agua y una RGA de 100 [m³/m³].

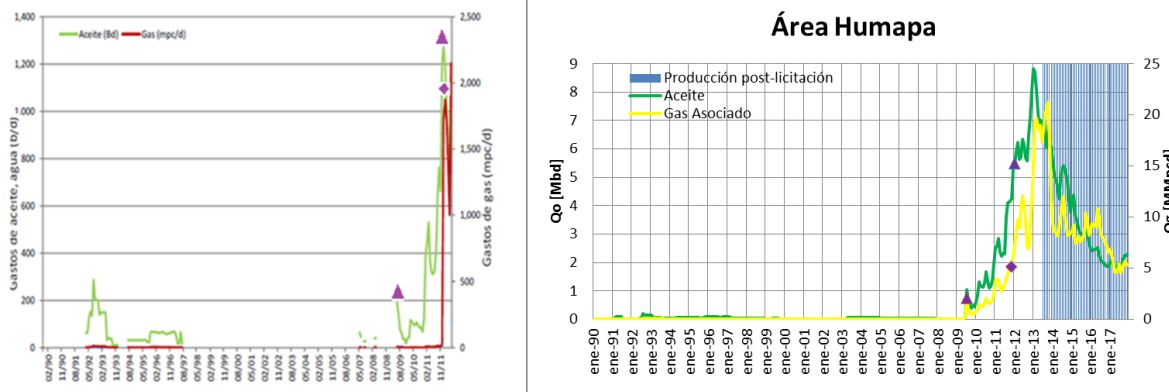
La explotación comercial de aceite en esta área contractual, inicia en Junio de 2009 y la producción está asociada principalmente a los campos Humapa y Coyal. La producción máxima alcanzada reportada por PEP en el resumen ejecutivo fue de 1.274 [Mbpd] de aceite en Enero de 2012. Se han perforado 42 pozos, de los cuales 30 están en operación, 8 cerrados y 4 taponados.

Área	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Humapa	30	8	4	42

*Al 30 de Junio de 2012

Los datos proporcionados por PEP y el CNIH muestran grandes incongruencias mostradas en la **Gráfica 21**; en cuanto al aceite, la producción comercial inicia en 2009, donde PEP muestra una producción de 0.200 [Mbpd] el CNIH muestra un dato muy cercano a 1 [Mbpd], posteriormente en 2012 PEP muestra el pico de producción en 1.27 [Mbpd] mientras que a la misma fecha el CNIH muestra un dato de 5.4 [Mbpd]. Lo anterior se muestra con los marcadores ▲ y ◇. Por el lado del gas PEP mostro producción comercial a finales del año 2011, con un salto repentino de 0 a 1.8 [MMpcd], mientras que el CNIH muestra un incremento gradual hasta llegar a los 5 [MMpcd] en la misma fecha.

Gráfica 21. Histórico de producción Área Humapa.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Aunque la producción solo se mostró hasta finales de 2011 en el resumen ejecutivo de PEP, los datos del CNIH muestran que a partir este año la producción se incrementó con la administración de PEP hasta la fecha previa a su adjudicación. Posterior a la licitación, los datos del CNIH muestran que la producción de aceite ya había alcanzado su pico y comenzó a declinar. El gas mostro el pico máximo de producción posterior a la fecha de adjudicación del área, pero de la misma manera declino de inmediato.

Esta área muestra una singularidad ya que la propuesta del licitante mostro un interés demasiado grande al ofertar el área con 1 centavo de dólar por barril, sin embargo, no muestra resultados relevantes en la producción a pesar que PEP declaro en el informe previo a las licitaciones un área con 30 pozos operando, lo que deja dudas acerca de la verdadera intención de la compañía Halliburton.

◆ Miahuapan.

El descubrimiento de los campos existentes en el área contractual fue en el año de 1948, con la perforación del pozo Miahuapan-5; en el año 1957 se perforó el pozo Zapotalillo-2, el cual encontró producción comercial de aceite con un gasto de 1.849 [Mbpd], con 0% de agua y una RGA de 186 [m³/m³], posteriormente en Agosto de 1961, se terminó el pozo Zapotalillo-3, con un gasto de 0.157 [Mbpd], 0% de agua y una RGA de 88 [m³/m³]. La explotación comercial de aceite en esta área

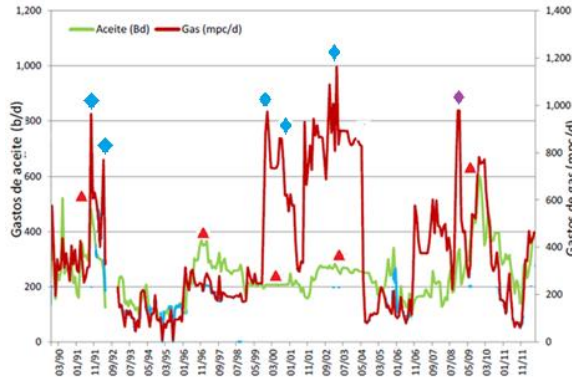
inició en el año 1976; en Junio del mismo año se alcanzó la producción máxima con 1.080 [Mbpd]. La producción es asociada principalmente a los campos Tejada y Zapotalillo.

Campo	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Amatitlán	11	16	27	54

*A Junio de 2012

En esta área contractual se han perforado 54 pozos, de los cuales 16 están cerrados, 27 taponados y 11 en operación.

Gráfica 22. Histórico de producción Área Miahuapan.

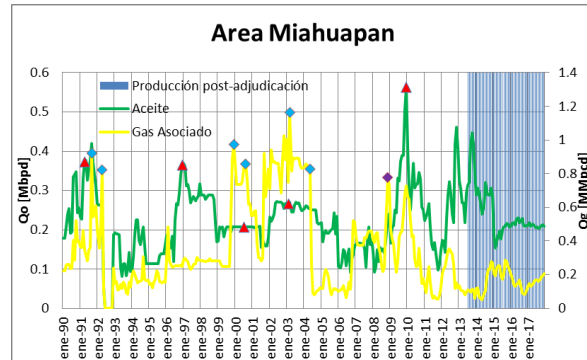


Fuente: PEP.

Cuadro 21. Histórico de producción Área Miahuapan.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMMpcd]
1990	0.247	0.310
1991	0.336	0.458
1992	0.107	0.210
1993	0.133	0.129
1994	0.165	0.187
1995	0.126	0.164
1996	0.227	0.277
1997	0.304	0.273
1998	0.271	0.283
1999	0.200	0.393
2000	0.207	0.736
2001	0.187	0.536
2002	0.255	0.854
2003	0.260	0.892
2004	0.245	0.422
2005	0.202	0.143
2006	0.127	0.193
2007	0.164	0.413
2008	0.155	0.424
2009	0.330	0.447
2010	0.314	0.368
2011	0.178	0.112
2012	0.280	0.250
2013	0.328	0.102
2014	0.287	0.151
2015	0.194	0.231
2016	0.218	0.135
2017	0.210	0.163

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.



Fuente: Elaboración propia.

La Gráfica 22 muestra el histórico de producción del área, la cual incluye los datos de los campos antes mencionados. No existen muchos datos incongruentes a excepción de un pico en la producción de gas en 2009 (◇).

El comportamiento de la producción tanto de aceite como de gas muestra altibajos a lo largo del periodo analizado. El que resultara desierto probablemente se deba a que mantuvo una producción promedio anual muy baja; estando por debajo de 0.350 [Mbpd] y 0.9 [MMMpcd] en el caso del aceite y gas respectivamente; además que su pico máximo de la producción apenas alcanzó los 1.080 [Mbpd].

El periodo posterior a la licitación no muestra cambios relevantes con la gestión de PEP.

♦ Miquetla.

El descubrimiento del área contractual, fue en Marzo de 1948 con la perforación del pozo Miquetla-1, obteniéndose lodo gasificado con trazas de aceite, finalmente el pozo fue taponado. El primer pozo productor fue el Miquetla-3 en el año de 1959, éste produjo un gasto de aceite de 0.195 [Mbpd], 7% de agua y RGA de 123 [m³/m³] y finalmente, el pozo Miquetla-57 en el año 1960, se confirman las reservas, al tener un gasto de aceite de 0.094 [Mbpd], 2% de agua y RGA de 120 [m³/m³]. Después del descubrimiento, el área fue desarrollada alcanzando una producción máxima 3.586 [Mbpd] en el mes de Octubre de 1981 con **50 pozos** productores activos.

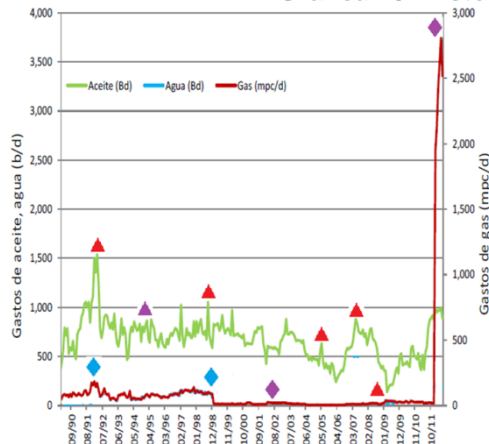
Campo	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Miquetla	60	46	17	123

*A Junio de 2012

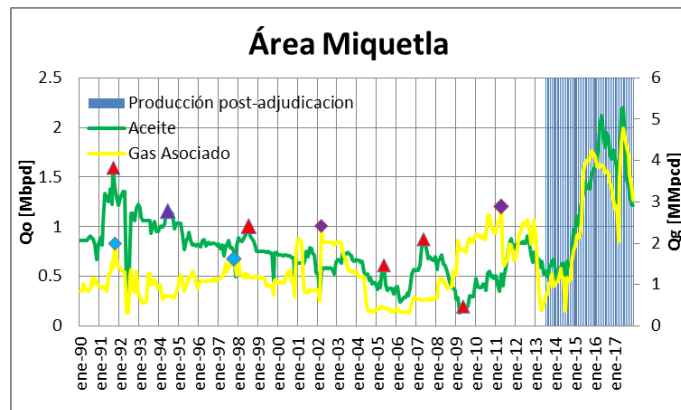
En esta área contractual se han perforado a la fecha 123 pozos, de los cuales 60 están en operación, 46 Cerrados y 17 taponados.

Los datos históricos mostrados por PEP y el CNIH muestran algunos periodos con cifras un tanto diferentes. El periodo comprendido entre 1993-1998 la producción de aceite se muestra por debajo de 1.0 [Mbpd] por parte de PEP mientras que los datos obtenidos del CNIH se muestran por encima de este en el mismo periodo. Posteriormente encontramos datos que concuerdan a partir de 1998 (▲). Para el caso del gas tenemos un caso similar, donde el primer periodo comprendido entre 1990-1998, los datos concuerdan, sin embargo, PEP muestra que la producción a partir de este año es prácticamente nula hasta 2011, donde muestra un incremento abrupto; por otro lado el CNIH muestra un decremento parcial de 1998-2005 y finalmente no muestra el incremento abrupto, sino uno gradual.

Gráfica 23. Histórico de producción Área Miquetla.



Fuente: PEP.



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 22. Histórico de producción Área Miquetla.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcd]
1990	0.846	0.959
1991	1.229	1.262
1992	1.043	1.030
1993	1.041	0.886
1994	1.066	0.777
1995	0.881	1.102
1996	0.829	1.088
1997	0.767	1.368
1998	0.880	1.233
1999	0.721	1.054
2000	0.683	1.158
2001	0.680	1.166
2002	0.551	1.834
2003	0.692	1.594
2004	0.535	0.735
2005	0.414	0.407
2006	0.368	0.425
2007	0.699	0.641
2008	0.540	1.033
2009	0.242	1.901
2010	0.449	2.290
2011	0.607	1.964
2012	0.805	2.243
2013	0.618	0.957
2014	0.597	1.177
2015	1.301	3.275
2016	1.839	3.710
2017	1.564	3.642

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

♦ Pitepec.

El descubrimiento del área contractual Pitepec fue en el año de 1943 con la perforación de los pozos Aragón-1 y Aragón-2, del primero sólo se cuenta con información de perforación que alcanzó una profundidad de 1,609 [mvd]; del segundo se reportan manifestaciones de gas y aceite; ambos fueron abandonados como improductivos secos. El primer pozo productor del área fue el Aragón-501, terminado en 1974, con un gasto de aceite de 0.094 [Mbpd] con 0 % de agua. La explotación comercial de aceite en esta área contractual inició en el año 1974 y la producción es asociada a los yacimientos de los campos Aragón, Pastoría y Tlacolula.

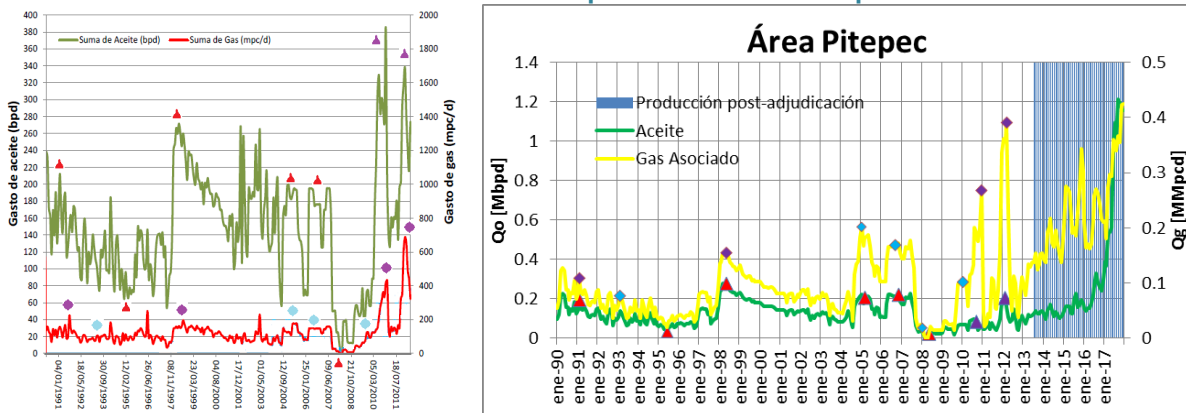
Campo	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Pitepec	5	11	6	22

*A Junio de 2012

En esta área contractual se han perforado 22 pozos, de los cuales 11 están cerrados, 6 taponados y 5 en operación. La máxima producción alcanzada fue de 0.150 [Mbpd] de aceite con 6 pozos activos en Febrero de 2012.

Como en casos anteriores se observa que los datos guardan incongruencias, aunque en algunos casos no son muy significativas existen casos más severos, tal es el que muestra la producción de aceite en la recta final; PEP aclara en su resumen ejecutivo que la producción máxima alcanzada por el área se dio en Febrero de 2012 con 0.150 [Mbpd], sin embargo en su propio histórico de producción se muestra un dato de 0.340 [Mbpd] y más grave aún, muestra una producción mayor unos meses atrás superior a los 0.380 [Mbpd] de aceite. Para el caso del gas el grafico es muy parecido, sin embargo, los valores son diferentes, entre el grafico de PEP y los datos obtenidos del CNIH, en algunos puntos.

Gráfica 24. Histórico de producción Área Pitepec.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 23. Histórico de producción Área Pitepec.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcd]
1990	0.160	0.090
1991	0.137	0.077
1992	0.108	0.062
1993	0.100	0.056
1994	0.092	0.052
1995	0.058	0.033
1996	0.074	0.042
1997	0.125	0.071
1998	0.247	0.139
1999	0.198	0.111
2000	0.161	0.090
2001	0.136	0.076
2002	0.125	0.077
2003	0.105	0.062
2004	0.126	0.086
2005	0.172	0.153
2006	0.184	0.148
2007	0.140	0.111
2008	0.022	0.012
2009	0.049	0.046
2010	0.072	0.147
2011	0.070	0.090
2012	0.114	0.165
2013	0.117	0.129
2014	0.128	0.170
2015	0.167	0.247
2016	0.223	0.213
2017	0.851	0.323

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

Como se puede observar en la **Gráfica 24** la producción promedio mensual posterior a la fecha de adjudicación del área se vio afectada de manera positiva a pesar de haber sido declarada desierta.

Como resultado a partir de 2014 la producción promedio anual mostro un incremento favorable y constante, logro pasar de 0.117 [Mbpd] en 2013 a 0.851 [Mbpd] en 2017 un incremento porcentual del 727%.

Dados los resultados, la gestión de PEP resulto positiva, otro caso que demuestra que la licitación del área pudo no ser la mejor alternativa.

◆ **Soledad**

El descubrimiento del Área fue en Septiembre de 1944 con la perforación del pozo Soledad-1, el cual produjo 0.044 [Mbpd], el pozo fue abandonado como productor no comercial. El primer pozo productor del bloque fue el Soledad-101, perforado en el año de 1961, con un gasto de 1.082

[Mbpd] con flujo fraccional de agua de 0%, posteriormente entró a producción el Soledad-104 con un gasto de 0.547 [Mbpd] y flujo fraccional de agua de 2.6%. Es la única área contractual con dos campos principales, Soledad Norte y Soledad. La producción máxima alcanzada fue de 7.244 [Mbpd], con 133 pozos activos en abril de 1980.

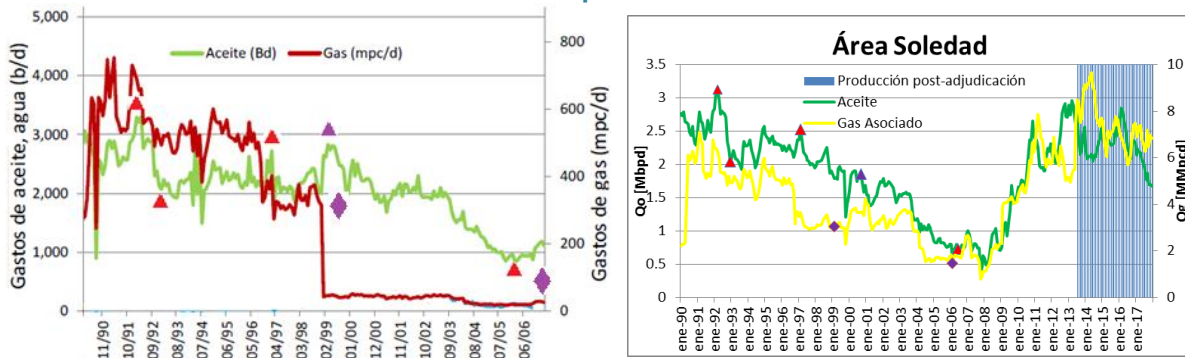
Campo	Operando	Cerrados	Taponados	Total
Soledad	186	279	27	492

*A junio de 2012

En esta área contractual se han perforado 492 pozos, 279 están cerrados, 27 taponados y 186 en operación.

Lo primero a destacar es que los datos de producción se muestran a 2006. Las discrepancias en esta área se pueden observar en 1999 tanto para aceite como para gas; donde PEP muestra un pico para el aceite que en los datos del CNIH no se aprecia; el caso del gas es más delicado ya que PEP muestra datos en [Mpcd] mientras que el CNIH los muestra en [MMpcd], además muestra una producción prácticamente nula de 1999 a 2006, mientras que el CNIH muestra datos oscilantes en el mismo periodo.

Gráfica 25. Histórico de producción Área Soledad.



Fuente: PEP.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 24. Histórico de producción Área Soledad.

Año	Aceite [Mbpd]	Gas Asociado [MMpcd]
1990	2.558	4.613
1991	2.606	5.947
1992	2.709	5.564
1993	2.149	5.079
1994	2.242	4.989
1995	2.353	5.290
1996	2.232	4.558
1997	2.150	3.134
1998	2.067	3.225
1999	1.743	2.981
2000	1.777	3.705
2001	1.542	3.345
2002	1.640	3.284
2003	1.456	3.493
2004	1.049	1.955
2005	0.819	1.670
2006	0.764	1.896
2007	0.732	1.713
2008	0.753	1.821
2009	1.233	3.964

De inicio, el mostrar los datos de producción a 2006 dejó inconcluso si la tendencia a declinar siguió o se pudo revertir. Siguiendo los datos del CNIH se puede observar un cambio favorable en la producción pasando de 1.0 [Mbpd] en 2006 a 3.0 [Mbpd] de aceite en 2013; el gas mostró un comportamiento muy similar. Un incremento del 300% en el año de su licitación. Este resultado deja nuevamente en duda la decisión de licitar el área con una tendencia positiva en el periodo previo a su licitación.

Posterior a la adjudicación los resultados no fueron favorables, ya que la producción comenzó a declinar nuevamente, sin embargo, la producción no cayó a niveles tan bajos como los mostrados en 2008, donde mostró la mínima producción en todo el periodo (1990-2013). La producción promedio anual muestra un dato de 2 [Mbpd] de 2014-2017.

2010	1.985	5.190
2011	2.132	6.492
2012	2.433	5.910
2013	2.609	6.989
2014	2.213	8.540
2015	2.393	7.089
2016	2.442	6.601
2017	1.952	6.861

Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

4.3. Rondas.

En este apartado es necesario tener algunos puntos relevantes en cuenta:

- La definición de “Fecha Efectiva”, que hace referencia a la fecha de la firma de los contratos.
- Las fechas efectivas de la Ronda 1 son las siguientes:
 - L01-Septiembre de 2015.
 - L02-Noviembre de 2015.
 - L03- Mayo y Agosto de 2016.
 - L04-Febrero y Marzo de 2017.

Lo anterior tiene la finalidad de resaltar que el periodo que ha transcurrido desde la Fecha Efectiva del primer contrato a la presentación de este trabajo (2018) es relativamente corto para realizar un análisis de la producción. Además es necesario considerar algunos aspectos adicionales:

- Los periodos iniciales, al menos de la Ronda 1, siendo esta la más longeva; y por tanto la que mayor tiempo con actividades presenta:
 - La R01-L01 (aguas someras) destaco por licitar contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos. El Periodo Inicial de Exploración consta de 4 años y es posible, por parte de las compañías, solicitar la ampliación de dicho periodo por 2 años más. En el mejor de los casos las áreas con licitante ganador se encuentran aún en el Periodo Inicial de Exploración, por tanto no presenta producción comercial.
 - La R01-L02 (aguas someras) y R01-L03 (terrestre) fueron las primeras licitaciones que planteaban únicamente la Extracción de hidrocarburos. El modelo contractual establece un Periodo Inicial de Evaluación de 2 años y es posible, por parte de las compañías, solicitar la ampliación de dicho periodo por 1 año más; en ambos casos. Siendo este el caso:
 - La R01-L02 cuenta con una de sus áreas en el periodo adicional de evaluación. Las 2 áreas restantes se encuentran dentro del periodo de 1 año establecido para la presentación y aprobación de su Plan de Desarrollo.
 - La R01-L03 es encuentra a pocos meses de haber concluido los 2 años del Periodo Inicial de Evaluación.
 - Por último la R01-L04 (aguas profundas) también licito contratos para la Exploración y Extracción de hidrocarburos. Su modelo contractual establece un Periodo inicial de Exploración de 4 años, pudiendo solicitar dos ampliaciones por 3 años cada una. Lo que nos deja con un caso similar al de la R01-L01, donde las áreas con licitante ganador se encuentran aún en el Periodo Inicial de Exploración.
- Esto no quiere decir que la producción sea nula, ya se cuenta con información de campos con producción comercial, sin embargo, los históricos de producción obtenidos del CNIH, solo muestran el periodo posterior a la adjudicación del campo en el cual las compañías ganadoras han operado los campos, es decir, no es posible comparar con periodos previos a este para obtener una evaluación del trabajo realizado en estos campos.
- La apertura de las Rondas coincide, por desgracia, con una fuerte caída en los precios internacionales del petróleo, lo que influirá en la decisión de las compañías ganadoras por tomar, o no, los periodos adicionales o de ampliación en cada etapa.

Explicado lo anterior, en este apartado únicamente se realizara el análisis de la respuesta de las compañías sobre las áreas que se licitaron durante las Rondas 0, 1 y 2; así como los resultados obtenidos únicamente en la licitación y no basados en la producción.

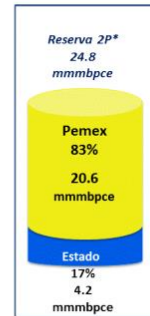
4.3.1 Ronda Cero.

El 13 de agosto de 2014 la Secretaría de Energía (SENER) publicó los resultados de la Ronda Cero. Las reservas asignadas a PEMEX le permiten contar con suficientes prospectos exploratorios para incrementar su producción en el mediano/largo plazo.

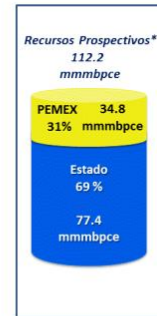
- La SENER asignó a PEMEX el 83% del total de las reservas probadas y probables de hidrocarburos (2P) y el 21% de los recursos prospectivos del país.
- PEMEX obtuvo el 100% de las reservas 2P solicitadas, así como el 68% de los recursos prospectivos solicitados.
- Aunque la mayoría de los recursos asignados a PEMEX se encuentran en cuencas convencionales también se le otorgaron recursos en aguas profundas y en formaciones no convencionales.



Solicitud de Petróleos Mexicanos



* Reservas al 1 de enero de 2014



*Estimación de PEMEX basada en unidades enteras y BDOE 2014

Con las asignaciones otorgadas bajo la Ronda Cero, PEMEX obtuvo un monto significativo de reservas de hidrocarburos conformando así un portafolio balanceado de proyectos que le permitirá, según el Programa de Ejecución de la Estrategia de PEP (2014-2018):

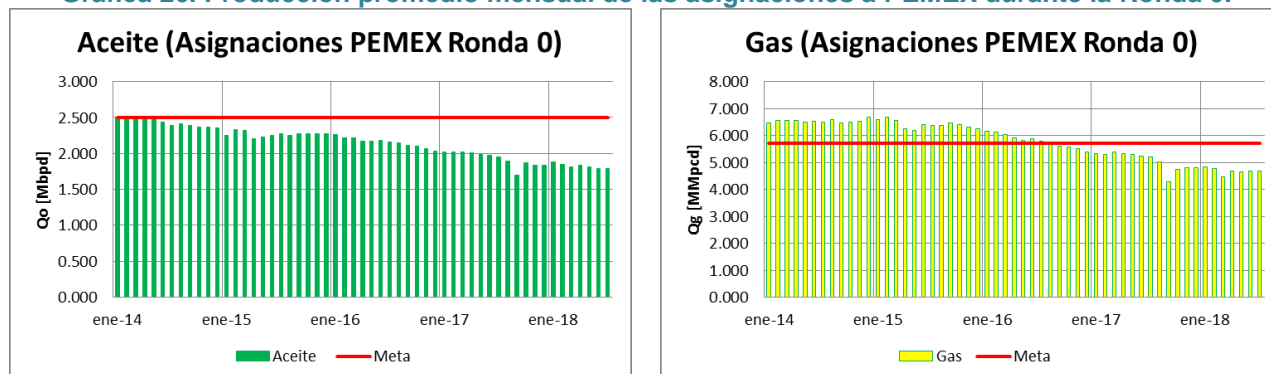
1. Mantener una producción promedio de aceite entre 2.5 y 3.0 [Mbpd].
2. Mantener una producción promedio de gas entre 5.7 y 6.2 [MMpcd].
3. Restituir las reservas probadas igual o mayor al 100%.
4. Optimizar los costos de descubrimiento y desarrollo.
5. Lograr meta de cero accidentes.
6. Lograr ser percibida como empresa socialmente responsable.

A través de los farm-outs las compañías pueden establecer asociaciones con Pemex mediante procesos de licitación para potenciar el desarrollo de los campos y áreas asignadas a la Empresa Productiva del Estado mediante la Ronda Cero. Dichas migraciones deben presentar los beneficios para el Estado en términos de producción, inversión y reservas. Pemex ha solicitado la migración (farm-out) de 14 campos asignados hacia 8 nuevos contratos.

La migración de CIEP, COPF y farm-outs permitirán a PEMEX establecer alianzas más efectivas con petroleras nacionales o internacionales para hacerse de capital y tecnología necesarios para aprovechar sus recursos de manera óptima, estabilizar su nivel de producción y acelerar el ritmo de restitución de reservas.

En este apartado el análisis de respuesta no se llevara a cabo dado que es el único caso en el que no intervino la inversión privada y los campos fueron asignados a Pemex sin un proceso de licitación.

Gráfica 26. Producción promedio mensual de las asignaciones a PEMEX durante la Ronda 0.



Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

En cuanto a los resultados de producción, se realizó un análisis general de las asignaciones otorgadas a Pemex según el portal del CNIH. Como puede observarse, a la fecha de la publicación de los resultados de la Ronda (Agosto de 2014), la meta para producción de aceite solo se alcanzó durante los primeros meses, sin embargo, ha declinado y no se ha podido recuperar. El caso del gas es menos severo ya que la producción de los primeros años supero la meta establecida (hasta Julio de 2016) y aunque cayo se ha mantenido cerca los últimos meses

4.3.2 Ronda Uno.

El 13 de agosto de 2014 se presentó una aproximación de las áreas que se podrían licitar dentro de la Ronda 1, con el fin de informar a las empresas acerca de los principios fundamentales de la Reforma Energética y atraer su participación en las próximas rondas de licitaciones.

La Ronda 1 es la primera licitación pública internacional para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en la historia de México, según se expresa en el portal rondasmexico.gob.mx. En ésta se incluyó un portafolio balanceado de áreas y bloques de diversas categorías, conformado por 109 bloques para su primera aproximación; y fue dividida en 4 Convocatorias:

Tabla 15. Convocatorias Ronda 1.

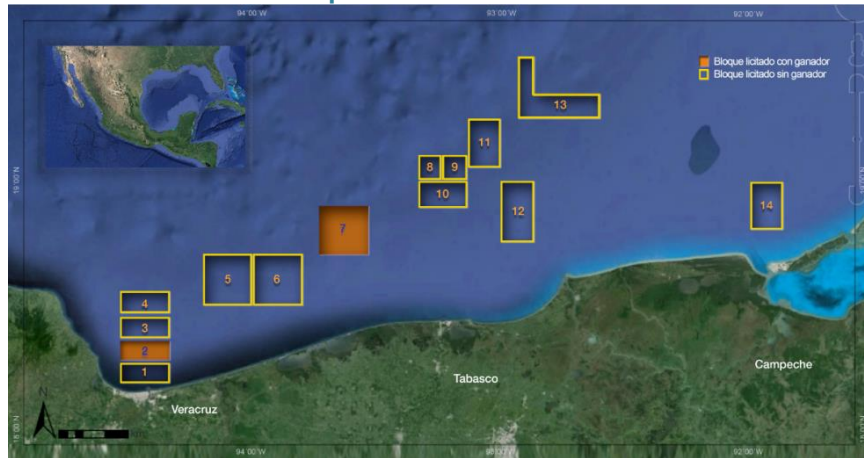
Convocatoria	Descripción.	Fecha de publicación.
Primera	Licitación de 14 áreas contractuales de Exploración y Extracción en aguas someras, que abarcan un área total de 4,222 [km ²], las cuales contienen recursos prospectivos por 696 [MMbpce].	Diciembre 11,2014.
Segunda	Licitación de 9 campos de Extracción en aguas someras agrupados en 5 áreas contractuales, que en total abarcan una superficie cercana a 278 [km ²], y contienen 143 [MMbpce] en reservas 1P, 356 [MMbpce] en reservas 2P y 673 [MMbpce] de reservas totales.	Febrero 27, 2015
Tercera	Licitación de 25 áreas contractuales Extracción terrestres, que abarcan en total una superficie cercana a 778 [km ²], y contienen 27 [MMbpce] en reservas 1P, 55 [MMbpce] en reservas 2P y 68 [MMbpce] de reservas totales.	Mayo 12, 2015
Cuarta	Licitación de 10 áreas contractuales para Explorar y Extraer en aguas profundas con una superficie de casi 24,000 [km ²] que representan 10 mil 889 millones de barriles de crudo.	Diciembre 17, 2015

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx

◆ **Licitación 01.**

La primera etapa comprendió 14 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Esta ha sido la provincia más explorada y con el mayor porcentaje de producción acumulada del país

Mapa 5. Áreas R01-L01.



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	49
Que solicitaron acceso al cuarto de datos.	41
Autorizadas para acceder al cuarto de datos.	39
Que iniciaron el proceso de precalificación.	34

Un resumen en cuanto a la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes es el siguiente:

- Un total 34 compañías iniciaron el proceso de precalificación, 18 compañías de manera individual y 16 en consorcios (**Tabla 16**).

Tabla 16. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R01-L01.

Individual.	Consorcios
○ Atlantic Rim México, S. DE R.L. DE C.V.	○ BG Group México Exploration S.A de C.V.
○ BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.	○ Galp Energía E&P B.V.
○ Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.	○ ENI International B.V. y
○ Cobalt Energía de México, S. de R.L. de C.V.	○ CASA Exploration, L.P.
○ Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA) UNIPERSONAL	○ Murphy Worldwide, Inc. y
○ ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V.	○ PETRONAS Carigali International E&P B.V.
○ Hess México Oil and Gas, S. de R.L. de C.V.	○ Pan American Energy LLC. y
○ Hunt Overseas Oil Company	○ E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A DE C.V.
○ Lukoil Overseas Netherlands B.V.	○ Talos Energy LLC
○ Maersk Olie OG GAS A/S.	○ Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V.
○ Marathon Offshore Investment Limited	○ Premier Oil PLC.
○ Nexen Energy Holdings International Limited	○ Tullow México B.V.
○ ONGC Videsh Limited	○ Petrobal S.A.P.I. de C.V.
○ Pacific Rubiales E&P México S.A.P.I. DE C.V.	○ Woodside Energy Mediterranean Pty LTD
○ Petróleos Mexicanos	○ Diavaz Offshore, S.A.P.I DE C.V.
○ Plains Acquisition Corporation	○ Pluspetrol México B.V.
○ Statoil E&P México, S.A. de C.V.	
○ Total, S.A.	

Fuente: *Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.*

- Se acreditaron como licitantes precalificados 5 compañías y 4 consorcios que siguieron el proceso, conformando así un total de 15 compañías que

X= No presenta
Ganador
Desechada

representa el 44.11% de las 34 iniciales. Las compañías con precalificación favorable según los numerales 9 y 10 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R01-L01.

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14
Valor mínimo en la utilidad para el estado. [%]	40	40	40	40	40	40	40	25	40	40	25	25	25	25
1 Statoil E&P México, S.A. de C.V	X	X	X	X	X	X	65.00	X	X	X	X	X	X	X
2 ONGC Videsh Limited	X	X	X	X	X	20	X	X	X	X	X	20	X	X
3 Hunt Overseas Oil Company	X	54.55	X	X	X	X	65.11	X	X	X	X	X	X	X
4 Atlantic Rim México, S. DE R.L. DE C.V	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5 Cobalt Energía de México, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
6 Eni International B.V., en CONSORCIO con Casa Exploration, L.P.	X	X	X	X	X	X	57.00	X	X	X	X	X	X	X
7 Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V., en CONSORCIO con Talos Energy, LLC y Premier Oil, PLC.	X	55.99	X	X	X	X	68.99	X	X	X	X	X	X	X
8 E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A DE C.V., en CONSORCIO con Pan American Energy LLC	X	X	X	X	X	X	27.26	X	X	X	X	X	X	X
9 Murphy Worldwide, Inc., en CONSORCIO con Petronas Carigali International E&P B.V	X	X	35	35	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx

- De las 5 compañías que participaron de manera individual, 2 no presentaron propuesta en ninguna de las áreas puestas a licitación (Atlantic Rim México y Cobalt Energía de México), las demás compañías presentaron propuestas al menos en una de estas; ya sea de manera individual o en consorcio. (**Tabla 17**)
- Al final solo 3 de las 34 compañías individuales presentaron propuestas. Por su parte los consorcios mostraron al menos una propuesta en las áreas.
- Se contemplaban un total de 126 posibles propuestas para esta licitación, de estas solo se obtuvieron 11 (8.73%) por parte de las compañías.
- De las 11 propuestas 7 tuvieron valor (5% de las 126 posibles) y las 4 restantes se desecharon por no cumplir con el porcentaje mínimo de utilidad para el estado.
- De las 14 áreas solo se adjudicaron 2 (14.28% de éxito).
- De las áreas adjudicadas, el área 7 es la que mayor éxito obtuvo en esta ronda. Presentó el mayor número de propuestas con 5 de las 9 posibles, aunque una se desechó por no cumplir con el porcentaje mínimo en la utilidad para el estado.
- 4 áreas obtuvieron una propuesta por parte de las compañías, sin embargo todas fueron desechadas por no cumplir con el porcentaje mínimo para el estado. Las 8 áreas restantes no presentaron propuesta alguna por parte de las compañías.

La CNH-R01-L01/2014 destacó por licitar áreas bajo la modalidad de producción compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas someras, es por ello que las áreas con licitante ganador (A2 y A7) en se encuentran aún en el periodo de exploración. El avance en ambas áreas a Agosto de 2018 (última actualización del portal rondasmexico.gob.mx) se reporta en 73% de los 4 años del periodo inicial de Exploración y ninguna reporta producción. Por su parte el portal del CNIH no muestra aun a las compañías ganadoras en su lista de operadores en los “Tableros interactivos de producción de Petróleo y Gas” de la sección “Estadísticas”.

En esta ronda cabe destacar el descubrimiento de la empresa Talos Energy Offshore México, S. de R.L de C.V., que notificó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos el descubrimiento de hidrocarburos durante la perforación del pozo Zama-1, en el área contractual 7; en areniscas de edad Mioceno Superior. Las pruebas iniciales de las muestras de aceite indican que se trata de hidrocarburo ligero (30° API) con gas asociado.

Mediante un comunicado la CNH dio a conocer lo siguiente:

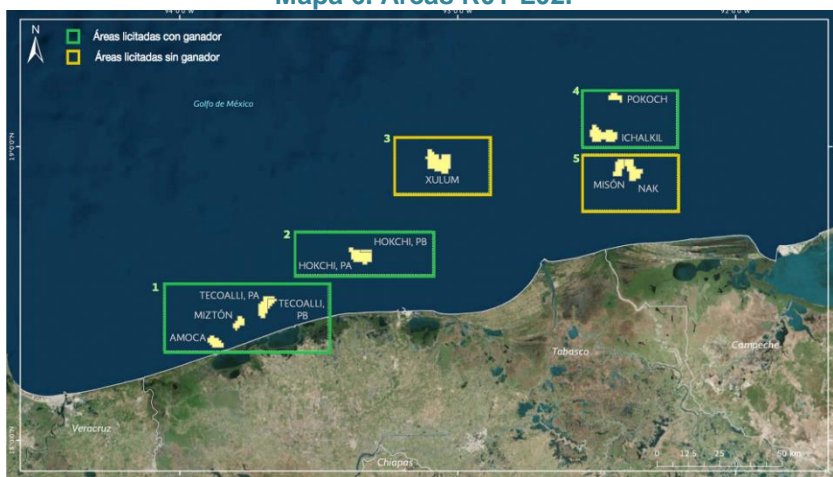
El descubrimiento del yacimiento de hidrocarburos derivado de la perforación del pozo Zama-1 por parte del consorcio Talos-Premier-Sierra:

- Se trata de un descubrimiento en estricto sentido técnico.
- Para que sea descubrimiento, se requiere perforación.
- No hay registro de algún pozo exploratorio perforado previamente.
- La distancia al pozo Pox-1, el más cercano perforado por Pemex, es de 17 Km. (pozo productor no comercial de aceite).
- Para confirmar la comercialidad de dicho yacimiento, el operador petrolero deberá realizar las actividades de evaluación del descubrimiento en términos del contrato respectivo.

Aunque aún no se considera productivo es la primera muestra de un resultado favorable para la Reforma Energética.

◆ Licitación 02.

Mapa 6. Áreas R01-L02.



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

La segunda convocatoria comprendió 9 campos en 5 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	36
Que solicitaron acceso al cuarto de datos.	36
Autorizadas para acceder al cuarto de datos.	35
Que iniciaron el proceso de precalificación.	26

El siguiente es un resumen en cuanto a la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes:

- Un total 26 compañías iniciaron el proceso de precalificación, 16 compañías de manera individual y 10 en consorcios (**Tabla 18**).

Tabla 18. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R01-L02.

Individual.	Consorcios
<ul style="list-style-type: none"> ○ Atlantic Rim México, S. DE R.L. DE C.V. ○ Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. ○ CNOOC International Limited ○ Compañía Española de Petróleos, S.A. ○ Controladora de Infraestructura Petrolera México, S.A. de C.V. ○ Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. ○ DEA Deutsche Erdoel AG ○ Ecopetrol, S.A. ○ Eni International B.V. ○ Hunt Overseas Oil Company ○ Lukoil Overseas Netherlands B.V. ○ ONGC Videsh Limited ○ Petróleos Mexicanos ○ Sinopec International Petroleum Exploration & Production Corporation ○ Statoil E&P México, S.A. de C.V. ○ Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Pan American Energy LLC ○ E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. ○ Fieldwood Energy LLC ○ Petrobal S.A.P.I de C.V. ○ Petronas Carigali International E&P, B.V. ○ Galp Energia E&P B.V. ○ Talos Energy LLC ○ Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V. ○ Carso Oil and Gas S.A. de C.V. ○ Carso Energy, S.A. de C.V.

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

- Se acreditaron como licitantes precalificados 5 compañías y 4 consorcios que siguieron el proceso, conformando así un total de 15 compañías que representa el 57.69% de las 26 iniciales. Las compañías con precalificación favorable

X= No presenta Ganador

según los numerales 9 y 10 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R01-L02.

		A1	A2	A3	A4	A5
	Valor mínimo en la utilidad para el estado. [%]	34.80	35.90	30.20	33.70	35.20
1	Eni International	83.75	X	X	X	X
2	Lukoil Overseas Netherlands	75.10	X	X	X	X
3	Pan American Energy LLC / E&P Hidrocarburos y Servicios	68.23	70.00	X	X	X
4	Statoil E&P México	66.00	61.00	X	X	X
5	DEA Deutsche Erdoel AG	61.81	X	X	X	X
6	Petronas Carigali International E&P / Galp Energia E&P	57.00	X	X	X	X
7	CNOOC International Limited	54.60	50.15	X	X	X
8	Talos Energy LLC / Sierra Oil and Gas / Carso Oil and Gas / Carso Energy	46.73	63.84	X	X	X
9	Fieldwood Energy LLC / Petrobal	48.00	65.00	X	74.00	X

Fuente: *Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx*

9 5 0 1 0

- En esta ronda todas las compañías presentaron propuestas al menos en una de las áreas; ya sea de manera individual o en consorcio. (**Tabla 19**)
- Se contemplaban un total de 45 posibles propuestas para esta licitación, de estas solo se obtuvieron 15 (33.3%) por parte de las compañías.
- Las 15 propuestas tuvieron valor (33.33%), ninguna fue desechada por no cumplir con el porcentaje mínimo de utilidad para el estado.
- De las 5 áreas 3 fueron adjudicadas (60% de éxito).
- De las áreas adjudicadas, el área 1 fue la que mayor éxito obtuvo en esta ronda. Presentó el mayor número de propuestas con 9 de las 9 posibles, y ninguna se desechó.
- Las 2 áreas restantes no obtuvieron propuesta alguna por parte de las compañías.

Aunque se mostró un índice de éxito mayor al 50%, no significa que la Ronda mostrara una respuesta amplia por parte de las compañías ya que una de las áreas dejó al estado con un rango de opciones limitado al tener únicamente una propuesta, es decir, no tuvo el respaldo de un licitante en segundo lugar en caso de que el ganador desertara.

La CNH-R01-L02/2015 licito áreas bajo la modalidad de producción compartida únicamente para la Extracción de Hidrocarburos en aguas someras. Claramente se obtuvo mejor respuesta y resultados por parte de las compañías, uno de los posibles factores es que el porcentaje “Participación del Estado en la utilidad operativa” fue reducido comparado con el propuesto en la licitación anterior (R01-L01).

Por otro lado, la producción de los campos a 2 años y 7 meses de su adjudicación es nula, según la última actualización del portal rondasmexico.gob.mx. Esto debido probablemente a que las 3 áreas se encuentran terminando su periodo de evaluación. Por su parte el CNIH tampoco muestra las compañías ganadoras en su lista de operadores en los “Tableros interactivos de **producción** de Petróleo y Gas” de la sección “Estadísticas”.

◆ **Licitación 03.**

La Tercera Convocatoria de la Ronda 1 correspondió a campos de extracción de hidrocarburos. Los bloques se agruparon en tres zonas geográficas identificadas como Campos Burgos; Campos Norte y Campos Sur.

Fue la licitación más representativa de la Ronda 1 siendo la que mayor número de áreas dispuso con un total de 25.

Mapa 7. Áreas R01-L03.



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	96
Que solicitaron acceso al cuarto de datos.	90
Autorizadas para acceder al cuarto de datos.	84
Que iniciaron el proceso de precalificación.	63

Las compañías con precalificación favorable según los numerales 9 y 10 de la sección 3 de las bases de licitación que siguieron el proceso se muestran en la **Tabla 20**.

El siguiente es un resumen en cuanto a la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes:

- Un total 63 compañías iniciaron el proceso de precalificación, 26 de manera individual y 37 en consorcios (**Tabla 20**).

Tabla 20. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R01-L03.

Individual.	Consorcios
○ Armour Energy Limited	○ Caabsa Infraestructura, S.A. de C.V
○ Carso Oil & Gas, S.A. de C.V.	○ Zenith Servicios Petroleros, S.A. de C.V.
○ Cheiron Holdings Limited	○ Oleoducto del Norte de Colombia S.A.S.
○ Citla Energy Onshore, S.A.P.I. de C.V.	
○ Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	○ Desarrolladora Oleum, S.A. de C.V.
○ Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	○ Ingeniería, Construcciones y Equipos Conequipos Ing. LTDA
○ Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	○ Industrial Consulting S.A.S.
○ Controladora de Infraestructura Petrolera México, S.A. de C.V.	○ Marat International S.A. de C.V.
○ Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	○ Constructora Tzaulan, S.A. de C.V.
○ GAT Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	
○ Generadora y Abastecedora de Energía de México, S.A. de C.V.	○ Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
○ GPA Energy, S.A. de C.V.	○ Geo Estratos, S.A. de C.V.
○ Gran Tierra Energy Inc.	
○ Grupo Diarqco S.A de C.V.	○ GeoPark Limited
○ Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.	○ Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V.
○ Petroleum Incremental Inc, S. de R.L. de C.V.	
○ Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.	○ Grupo Industrial de Tabasco, S.A. de C.V.
○ Sánchez-Olimum, S. de R.L. de C.V.	○ Servicios Asociados S.A.S.
○ Sarreal, S.A. de C.V.	
○ Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México,	○ Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V.
	○ Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V.

- S.A. de C.V.
- Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.
 - Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.
 - Sun God Energía de México, S.A. de C.V.
 - T5 Enermusa, S.A.P.I. de C.V.
 - Tecpetrol Internacional S.L.
 - Tonalli Energía S.A.P.I. de C.V.
 - Grupo Vordcab, S.A. de C.V.
 - Ocm Vordcab, S.A. de C.V.
 - Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
 - Energia Americas II, LLC
 - Nuvoil, S.A. de C.V.
 - Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V.
 - Constructora Marusa, S.A. de C.V.
 - Perfolat de México, S.A. de C.V.
 - Canamex Dutch B.V.
 - American Oil Tools S. de R.L. de C.V.
 - PetroBal, S.A.P.I. de C.V.
 - PetroSouth Properties, LLC
 - Steel Serv S.A. de C.V.
 - Constructora Hostotipaquillo, S.A. de C.V.
 - Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S.A. de C.V.
 - Mercado de Arenas Sílicas S.A. de C.V.
 - Torenco Energy Inc.
 - Petrodata Services, S.A. de C.V.
 - Tubular technology, S.A. de C.V.
 - Gx Geoscience Corporation, S. De R.L. de C.V.
 - Roma Energy Holdings, LLC

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

- Todas las compañías se acreditaron como licitantes precalificados (26 compañías de manera individual y 37 en 14 consorcios) que siguieron el proceso, conformando así un total de 61 compañías que representa el 91% de las 63 iniciales. Las compañías con precalificación favorable según los numerales 9 y 10 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 21**.

X= No presenta
Ganador

Tabla 21. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R01-L03.

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
	Valor de la regalía adicional. [%]	1.00	2.50	3.00	5.00	1.00	1.00	2.50	3.00	1.00	1.00
1	Armour Energy Limited	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2	Carso Oil & Gas, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	3.08	49.73	X	X	X
3	Cheiron Holdings Limited	13.05	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Citla Energy Onshore, S.A.P.I. de C.V.	35.13	X	X	X	X	X	45.11	X	X	X
5	Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	36.88	X
6	Consortio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	X	8.12	41.77	X	6.70	1.01	X	11.75	X	27.10
7	Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	X	21.07	X	X	X	X	X	20.08	X	X
8	Controladora de Infraestructura Petrolera México, S.A. de C.V.	15.00	X	X	X	X	X	33.40	X	X	X
9	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	64.50	X	X	X	11.80	63.90	X	X	X	X
10	GAT Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

11	Generadora y Abastecedora de Energía de México, S.A. de C.V.	48.10	X	X	X	X	X	56.70	X	X	X
12	GPA Energy, S.A. de C.V.	X	X	12.07	X	X	X	X	X	X	X
13	Gran Tierra Energy Inc.	20.00	X	X	X	X	X	30.00	X	X	X
14	Grupo Diarqco, S.A. de C.V	X	X	4.36	81.36	X	59.36	X	X	25.36	X
15	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.	X	X	X	X	30.11	X	X	X	X	X
16	Petroleum Incremental Inc, S. de R.L. de C.V.	23.68	X	X	19.28	X	X	X	X	X	X
17	Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	51.39	X	X	10.39	X
18	Sánchez-Olium, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	56.54	X	X	X
19	Sarreal, S.A. de C.V.	X	11.87	8.33	X	5.16	X	X	9.28	7.38	X
20	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	45.17	X	X	X	X	X	60.82	X	X	X
21	Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.	X	29.41	5.41	X	X	X	X	X	X	X
22	Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V.	X	X	35.86	X	50.86	X	X	X	X	X
23	Sun God Energía de México, S.A. de C.V.	X	X	X	16.11	X	X	X	X	X	X
24	T5 Enermusa, S.A.P.I. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
25	Tecpetrol Internacional S.L.	X	X	X	X	X	X	35.51	X	X	X
26	Tonalli Energía S.A.P.I. de C.V.	X	X	X	X	X	53.77	X	X	X	X
27	Caabsa Infraestructura, S.A. de C.V (C)	28.44	3.02	X	X	X	X	50.52	X	X	X
28	Desarrolladora Oleum, S.A. de C.V.(C)	X	X	X	32.70	X	X	X	X	X	29.69
29	Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	66.30
30	GeoPark Limited (C)	X	20.31	X	X	20.13	X	42.26	X	X	X
31	Grupo Industrial de Tabasco, S.A. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	15.00	X	X	5.00	X
32	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. (C)	31.54	X	X	X	X	X	51.28	X	X	X
33	Grupo Vordcab, S.A. de C.V. (C)	X	13.01	X	X	X	X	X	X	X	X
34	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. (C)	15.04	17.11	X	X	6.04	24.04	55.55	X	X	X
35	Nuvoil, S.A. de C.V. (C)	X	40.07	X	X	X	46.57	X	X	X	X
36	Perfolat de México, S.A. de C.V. (C)	30.39	X	X	X	X	X	X	X	X	X
37	PetroBal, S.A.P.I. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	X	32.00	X	X	X
38	Steel Serv S.A. de C.V. (C)	X	X	3.10	X	4.16	X	X	X	X	X
39	Torenco Energy Inc. (C)	X	X	X	X	X	22.55	X	X	X	X
40	Tubular technology, S.A. de C.V. (C)	X	X	X	26.67	X	36.83	50.99	X	12.97	X
		12	9	7	5	8	11	14	3	6	3

Continuación...

	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19	A20	A21	A22	A23	A24	A25
	4.00	4.00	10.00	5.00	10.00	10.00	1.00	5.00	1.00	3.00	1.00	1.00	5.00	1.00	10.00
1	X	X	X	X	30.00	X	X	X	X	X	X	X	X	X	35.00
2	X	X	X	X	26.31	X	X	X	X	X	X	X	X	X	48.21
3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	15.12	X	X	25.29	33.23	X	X	X	X	X	X	X	X	X	51.23
5	X	X	14.88	X	X	X	X	X	X	X	X	X	60.88	X	X
6	X	34.25	X	X	X	X	17.27	23.62	17.27	27.16	8.63	X	X	X	X
7	X	29.70	X	X	X	X	X	X	18.88	X	8.88	X	X	X	X
8	X	X	X	6.30	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	X	X	X	X	78.90	X	X	49.50	X	X	X	X	X	X	76.30
10	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
11	X	X	X	42.70	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
12	X	X	X	X	X	X	X	7.07	X	X	X	X	X	X	X
13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	30.00
14	55.36	5.36	60.36	X	16.36	12.36	18.36	X	X	4.36	X	26.36	X	X	76.36
15	29.55	X	X	X	18.77	X	X	23.11	X	5.59	X	X	X	X	X

16	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	19.28	X	X	X
17	57.39	X	X	X	80.69	X	X	X	21.39	X	X	59.09	X	3.09	78.79
18	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
19	X	8.66	10.06	36.54	X	X	X	10.24	X	5.11	10.56	X	X	X	10.03
20	57.81	X	X	44.84	54.93	X	10.20	X	X	X	X	X	40.18	X	71.23
21	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	6.05	X	X	X	X
22	X	X	X	X	X	X	X	50.86	X	41.50	11.00	X	X	X	X
23	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	31.89	X	X	47.89
24	5.01	X	X	X	X	X	X	X	2.01	X	X	2.01	X	X	37.31
25	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
26	X	X	X	X	62.77	X	X	X	X	X	X	X	X	31.22	58.25
27	X	29.21	X	39.02	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	10.52
28	X	X	X	X	37.69	X	X	X	X	X	X	X	X	X	30.35
29	X	X	X	X	X	X	67.61	X	61.50	X	X	X	X	68.40	50.50
30	X	X	X	38.46	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
31	X	X	X	X	42.00	X	X	X	X	X	X	X	X	X	10.00
32	X	X	X	X	55.88	X	X	8.24	X	X	X	60.74	X	X	56.36
33	X	17.51	X	X	X	X	X	12.21	10.01	X	X	X	X	X	15.31
34	X	X	X	29.11	50.11	X	X	8.04	X	X	7.04	19.04	X	X	27.04
35	X	33.47	X	X	X	X	X	48.17	X	X	X	X	X	X	X
36	X	X	X	85.69	X	X	X	X	X	X	X	X	15.19	X	X
37	X	X	X	10.00		X	X	X	X	X	X	X	X	X	36.00
38	X	4.30	X	X	11.00	X	X	X	X	12.36	X	X	X	X	17.24
39	X	X	X	X	38.79	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
40	27.73	X	35.89	50.99	42.99	35.99	X	X	X	X	X	25.78	X	X	42.99
	7	8	4	11	16	2	4	10	6	6	6	8	3	3	22

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

*(C)=consorcio.

- o De las 26 compañías que participaron de manera individual, solamente 1 no presentó propuesta en ninguna de las áreas puestas a licitación (GAT Oil & Gas), las demás compañías presentaron propuestas al menos en una de estas; ya sea de manera individual o en consorcio. (Tabla 21).
- o Dada la gran cantidad de compañías y áreas a licitar se contemplaban un total de 1000 posibles propuestas para esta licitación, de estas se obtuvieron un total de 194 (19.4%) por parte de las compañías.
- o Ninguna de las propuestas se desechó por estar debajo del valor de la regalía adicional.
- o Las 25 áreas fueron adjudicadas lo que implica el 100% de éxito en esta licitación.
- o De las áreas adjudicadas, el área 25 es la que mayor éxito obtuvo en esta ronda. Presentó el mayor número de propuestas con 22 de las 40 posibles, y ninguna de estas se desechó. El área 16 fue la que menor éxito obtuvo con 2 propuestas de las 40 posibles; de igual manera ninguna fue desechada.
- o Al menos 2 propuestas fueron presentadas en todas las áreas.
- o A continuación se muestran las compañías de acuerdo al número de áreas que lograron adjudicarse:

Cuadro 25. Compañías con áreas adjudicadas R01-L03.

Compañía	# Áreas adjudicadas.
• Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V	4
• Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. (C)	3
• Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.	2
• Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V.	
• Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V.	
• Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	
• Grupo Diarqco S.A de C.V.	
• Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.	1
• Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	

- Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V.
- Nuvoil, S.A. de C.V
- Perfolat de México, S.A. de C.V.
- Tubular Technology, S.A. de C.V.

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

La CNH-R01-L03/2015 destacó ser la primera en licitar áreas bajo la modalidad de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en campos terrestres. Dada la fecha efectiva, la mayoría de las compañías se encuentran en el periodo adicional de evaluación de 2 años; de las 25 compañías, 6 decidieron no optar por tomar esta prórroga (A1, A5, A6, A7, A18 y A21) y ya se encuentran en la etapa de desarrollo.

En su gran mayoría las áreas presentan producción comercial de aceite y gas, de los cuales no se especifican características; únicamente volumen. Sin embargo, un análisis no es posible. Como antes se mencionó, las fechas de inicio de producción se encuentran entre Mayo de 2016 y Mayo de 2018, lo que nos deja periodos muy cortos y que no son representativos; además de no contar con un parámetro (producción previa) que permita realizar una comparación.

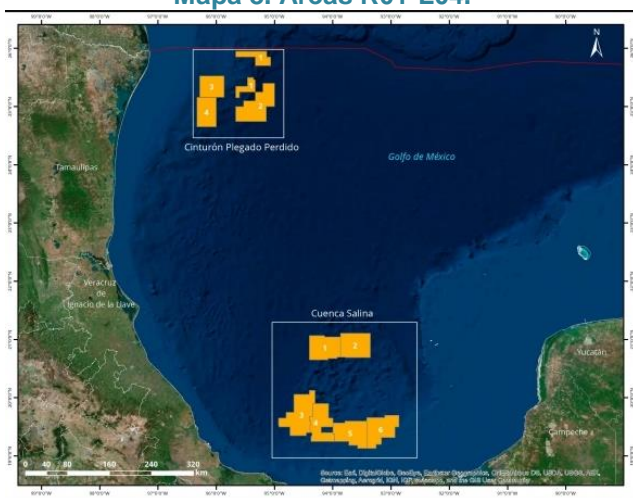
En esta ronda de licitaciones existen algunas áreas que destacan entre ellas:

Cuadro 26. Áreas con hechos destacables R01-L03.

A7	Cuichapa Poniente.	Además de no tomar la extensión del periodo de evaluación ha mostrado una producción creciente desde la fecha efectiva del contrato.
A9	Fortuna Nacional.	
A13	Mayacaste.	Estas áreas tomaron la extensión del periodo de evaluación y su producción ha sido nula desde la fecha efectiva del contrato (Mayo de 2016)
A16	Paraiso.	
A22	Secadero.	
A10	La Laja.	Al igual que las anteriores, estas áreas tomaron la extensión del periodo de evaluación y su producción ha sido nula desde la fecha efectiva del contrato (Agosto de 2016)
A24	Tecolutla.	
A17	Paso de Oro.	Destacan por no haber firmado el contrato con el licitante ganador, si no son el segundo lugar. El A19 se encuentra en periodo de suspensión temporal de actividades desde el 13 de julio de 2017
A19	Pontón.	
A24	Tecolutla.	
A4	Calicantro.	Estas áreas son las que más destacan debido a que sus contratos se firmaron con los operadores y no con las compañías que se presentaron e la apertura de propuestas.
A8	Dunas.	
A10	La Laja.	
A12	Mareógrafo.	
A13	Mayacaste.	
A20	Ricos.	
A22	Secadero.	
A14	Moloacan	Es la primera área en ser abandonada. Una vez terminado el periodo de evaluación, el licitante decidió abandonarla.

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

◆ Licitación 04.
Mapa 8. Áreas R01-L04.



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

La cuarta etapa comprendió 10 áreas localizadas en aguas profundas del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Cinturón Plegado Perdido (4) y Cuenca Salina (6).

Fue la licitación que contaba con mayor expectativa de la R01 al ser la primera en la que se mostrarían áreas en aguas profundas; un área de oportunidad que por varios años PEP no ha podido explotar, y una de las principales razones por las que la Reforma se llevó a cabo; el incentivar a compañías privadas y extranjeras a invertir en desarrollo y tecnología en este tipo de áreas.

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	31
Que solicitaron acceso al cuarto de datos.	23
Autorizadas para acceder al cuarto de datos.	21
Que iniciaron el proceso de precalificación.	26

Las compañías con precalificación favorable según los numerales 9 y 10 de la sección 3 de las bases de licitación que siguieron el proceso se muestran en la **Tabla 22**.

El siguiente resumen muestra la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes en esta licitación:

- Un total de 26 compañías iniciaron el proceso de precalificación, compañías operadoras y no operadoras. En esta ocasión los consorcios se formaron con las mismas compañías (**Tabla 22**).

Tabla 22. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R01-L04.

Individual.	Consorcio.
Operadores	
○ Atlantic Rim México, S. de R.L de C.V.	○ Atlantic Rim México, S. de R.L. de C.V.
○ BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.	○ Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.
○ BP Exploration México, S.A. de C.V.	○ Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.
○ Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.	○ Pemex Exploración y Producción
○ China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V.	○ Inpex Corporation
○ Eni México, S. de R.L. de C.V.	○ Eni México, S. de R.L. de C.V.
○ Exxonmobil Exploración y Producción México S. de R.L. de C.V.	○ Lukoil International Upstream Holding B.V.
○ Hess México Oil and Gas, S. de R.L. de C.V.	○ Murphy Sur, S. de R.L. de C.V.
○ Murphy Sur, S. de R.L de C.V.	○ Ophir Mexico Holdings Limited
○ Noble Energy México s. de R.L. de C.V.	○ PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.
○ PC Carigali México Operations, S.A. de C.V.	○ Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.
○ Pemex Exploración y Producción	○ PC Carigali México Operations, S.A. de
○ Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	
○ Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	
○ Statoil E&P México, S.A. de C.V.	
○ Total E&P México, S.A. de C.V.	

No operadores		C.V.
○ Galp Energia E&P B.V.		○ Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.
○ Inpex Corporation		
○ Lukoil International Upstream Holding B.V.		○ Statoil E&P México, S.A. de C.V.
○ Mitsubishi Corporation		○ BP Exploration México, S.A. de C.V.
○ Mitsui & Co. Ltd		○ Total E&P México, S.A. de C.V.
○ Ongc Videsh Limited		
○ Ophir Mexico Holdings Limited		○ Total E&P México, S.A. de C.V.
○ Petro-canada (International) Holdings B.V.		○ ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V.
○ Petróleo Brasileiro México, S. de R.L. de C.V.		
○ Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.		

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

- Las 26 compañías se acreditaron como licitantes precalificados que siguieron el proceso. Las compañías con precalificación favorable según los numerales 9 y 10 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 23**.

X= No presenta
Ganador

Tabla 23. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R01-L04.

	Valor de la regalía adicional. [%]	Cinturón plegado perdido				Cuenca salina							
		A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4	A5	A6		
1	Atlantic Rim México, S. de R.L de C.V.	3.10	3.10	3.10	3.10	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	19.11	X
2	BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	BP Exploration México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V.	17.01	X	X	15.01	X	X	X	X	X	X	X	X
6	Eni México, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
7	Exxonmobil Exploración y Producción México S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
8	Hess México Oil and Gas, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	Murphy Sur, S. de R.L de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
10	Noble Energy México s. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
11	PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
12	Pemex Exploración y Producción	6.65	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
13	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
15	Statoil E&P México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	10.39	X	X
16	Total E&P México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
17	Atlantic Rim México, S. de R.L de C.V. (C)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
18	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (C)	X	X	7.44	X	X	X	X	X	X	X	X	X
19	Eni México, S. de R.L. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	3.50	X	X
20	Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	26.91	X	X
21	PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. ©	X	X	X	X	X	X	X	22.99	X	X	X	X
22	Statoil E&P México, S.A. de C.V (C)	X	X	X	X	10.00	X	10.00	13.00	X	X	X	X
23	Total E&P México, S.A. de C.V (C)	X	5.00	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		2	1	1	1	1	0	1	2	4	0		

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

*(C)=consorcio.

- De las 16 compañías que participaron de manera individual, solamente 4 presentaron propuesta las áreas puestas a licitación. Por parte de los consorcios solamente 1 no presento propuesta (**Tabla 23**).
- Dada la cantidad de compañías y áreas a licitar se contemplaban un total de 230 posibles propuestas para esta licitación, de estas se obtuvieron únicamente 13 (5.65%) por parte de las compañías.
- Ninguna de las propuestas se desechó por estar debajo del valor de la regalía adicional.
- 8 áreas fueron adjudicadas lo que implica el **80% de éxito** en esta licitación. El 100% de las áreas del CPP y el 66.66% de las áreas de la Cuenca Salina.
- De las áreas adjudicadas, el A1 y A6 fueron las que mayor éxito obtuvieron en sus respectivos bloques, con 2 y 4 propuestas respectivamente. Las A2 y A6 fueron las que menor éxito obtuvieron al no tener propuestas en la cuenca salina.
- Fue la primer licitación donde PEP mostros ofertas, ganando una en el consorcio conformado con Chevron e Inpex.

El hecho de tener un éxito de adjudicación alto no es reflejo de una amplia cantidad de propuestas ya que 5 de las 8 áreas adjudicadas mostraron únicamente una propuesta, dejando al estado únicamente con el licitante ganador y sin opciones de segundo lugar. De las 3 áreas adjudicadas restantes 2 mostraron 2 propuestas y únicamente 1 área mostro más de 3 propuestas, aun cuando el estado propuso valores de regalía adicionales por debajo de los que se mostraron en la L03. Esto que dejo al estado con un rango de opciones muy bajo.

La CNH-R01-L04/2015 fue la segunda en licitar áreas bajo la modalidad de Licencia y más importante aún fue la primera en licitar áreas para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas. Dada la fecha efectiva, las compañías se encuentran en el periodo de exploración y ninguna muestra producción.

♦ **Resumen R01.**

Realizando un comparativo de la L01 a la L04:

Licitación. Año.	Disposiciones del Estado Mexicano.		Respuesta			Resultados obtenidos	Porcentaje de éxito.
			Propuestas.				
			Posibles.	Con valor.	Desechadas		
L01 2014.	Aguas Someras	14 Áreas para Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	126	7	4	<ul style="list-style-type: none"> • 2 Contratos firmados (Áreas 2 y 7). • Las Áreas Contractuales 1, 3*, 4*, 5, 6*, 8, 9, 10, 11, 12*, 13 y 14 resultaron desiertas. 	14.29%
			% con respecto a las propuestas posibles	5.55%	3.17%		
L02 2015.	Aguas Someras	5 Áreas para Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos	45	15	0	<ul style="list-style-type: none"> • 3 Contratos firmados (Áreas 1,2 y 4). • Las Áreas Contractuales 3 y 5 resultaron desiertas. 	60%
			% con respecto a las propuestas posibles	33.33%	0%		
L03 2015.	Terrestres	25 Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos	1000	194	0	<ul style="list-style-type: none"> • 25 Contratos firmados. 	100%
			% con respecto a las propuestas posibles	19.4%	0%		
L04 2015.	Aguas Profundas	10 Áreas para Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	230	13	0	<ul style="list-style-type: none"> • 8 Contratos firmados. • Las áreas contractuales 2 y 6 de la cuenca salina resultaron desiertas. 	80%
			% con respecto a las propuestas posibles	5.65%	0%		
			38 de 54			70.3%	

*Ofertas desechadas por estar debajo de los Valores Mínimos establecidos por SHCP

Las compañías ganadoras de todas las áreas se encuentran en el **Anexo 3.**

4.3.3 Ronda 2.

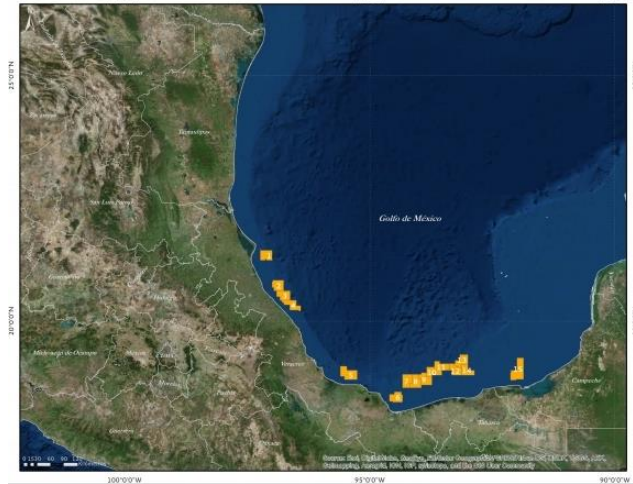
La primera convocatoria de la llamada Ronda 2, fue programada para marzo de 2017 para dar continuidad a la serie de Rondas iniciada en 2014 y también fue dividida en 4 Convocatorias.

♦ Licitación 01.

La primera etapa de la ronda 2 se encuentra integrada 15 áreas contractuales localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste.

Destacan campos de aceite ligero, aceite ligero y gas seco, gas húmedo y aceite pesado.

Mapa 9.Áreas R02-L01.



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	29
Que han acreditado la etapa de acceso al cuarto de datos	28
Que iniciaron el proceso de precalificación.	27

Un resumen en cuanto a la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes es el siguiente:

- Un total 27 compañías iniciaron el proceso de precalificación, 20 compañías de manera individual y un total de 16 consorcios conformados por las mismas compañías y 7 más que se unieron para participar únicamente de este modo (**Tabla 24**).

Tabla 24. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R02-L01

Individual.	Consorcios
○ Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.	○ Capricorn Energy Limited
○ China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V.	○ Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.
○ Conocophillips México, B.V.	○ Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.
○ DEA Deutsche Erdoel AG	○ Pemex Exploración y Producción
○ Ecopetrol Global Energy, S.L.	○ Inpex E&P México, S.A. de C.V.
○ Eni México, S. de R.L. de C.V.	○ DEA Deutsche Erdoel AG 1
○ Hunt Overseas Oil Company	○ Diavaz G y P S.A.P.I. de C.V.
○ Inpex E&P México, S.A. de C.V.	○ DEA Deutsche Erdoel AG 2
○ LLC RN-Shelf South	○ Pemex Exploración y Producción
○ Lukoil International Upstream Holding, B.V.	○ Eni México S. de R.L. de C.V. 1
○ Murphy Sur, S. de R.L. de C.V.	○ Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.
○ Noble Energy México, S. de R.L. de C.V.	
○ ONGC Videsh Limited	
○ Ophir México Limited	
○ Pan American Energy LLC.	
○ PC Carigali México Operations S.A. de C.V.	

-
- Pemex Exploración y Producción
 - Repsol Exploración México, S.A. de C.V.
 - Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.
 - Total E&P México, S.A. de C.V
- Eni México S. de R.L. de C.V. ₂
 - Capricorn Energy Limited
 - Citla Energy E&P S.A.P.I de C.V.
- Eni México S. de R.L. de C.V. ₃
 - Lukoil International Upstream Holding, B.V.
- Murphy Sur S. de R.L. de C.V.
 - Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V.
 - Ophir México Limited
- Noble Energy México, S. de R.L. de C.V. ₁
 - Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V.
- Noble Energy México, S. de R.L. de C.V.₂
 - Ecopetrol Global Energy, S.L.
 - PC Carigali México Operations S.A. de C.V.
- PC Carigali México Operations S.A. de C.V.
 - Ecopetrol Global Energy, S.L.
- Pemex Exploración y Producción
 - Ecopetrol Global Energy, S.L.
- Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V.
 - Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.
- Repsol Exploración México, S.A. de C.V. ₁
 - Premier Oil Exploration and Production
 - Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V
- Repsol Exploración México, S.A. de C.V.₂
 - Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V
- Total E&P México, S.A. de C.V
 - Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.
-

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

- Las compañías con precalificación favorable según los numerales 9 y 10 de la sección 3 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 25**.

X= No presenta
Ganador

Tabla 25. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R02-L01.

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
	Valor mínimo en la utilidad para el estado. [%]	20.10	20.10	20.10	24.80	8.50	20.10	20.10
		75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00
1	Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
2	China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
3	Conocophillips México, B.V.	X	X	X	X	X	X	X
4	DEA Deutsche Erdoel AG	X	X	X	X	X	X	X
5	Ecopetrol Global Energy, S.L.	X	X	X	X	X	X	X
6	Eni México, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
7	Hunt Overseas Oil Company	X	X	X	X	X	X	X
8	Inpex E&P México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
9	LLC RN-Shelf South	X	X	X	X	X	X	X
10	Lukoil International Upstream Holding, B.V.	X	X	X	X	X	X	X
11	Murphy Sur, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
12	Noble Energy México, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
13	ONGC Videsh Limited	X	X	X	X	X	X	X
14	Ophir México Limited	X	X	X	X	X	X	X
15	Pan American Energy LLC.	X	X	X	X	X	X	X
16	PC Carigali México Operations S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
17	Pemex Exploración y Producción	X	X	X	X	X	X	X
18	Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	50.15	23.00
19	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
20	Total E&P México, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X
21	Capricorn Energy Limited (C)	X	X	X	X	X	X	X
22	Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	X	X
23	DEA Deutsche Erdoel AG (C) ₁	X	X	X	X	X	X	X
24	DEA Deutsche Erdoel AG (C) ₂	X	57.92	X	X	X	57.91	69.32
25	Eni México S. de R.L. de C.V. (C) ₁	X	X	X	X	X	X	X
26	Eni México S. de R.L. de C.V. (C) ₂	X	X	X	X	X	X	75.00
27	Eni México S. de R.L. de C.V. (C) ₃	X	55.14	X	X	X	X	X
28	Murphy Sur S. de R.L. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	64.75	X
29	Noble Energy México, S. de R.L. de C.V. (C) ₁	X	X	X	X	X	X	X
30	Noble Energy México, S. de R.L. de C.V. (C) ₂	X	X	X	X	X	X	55.01
31	PC Carigali México Operations S.A. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	65.19	X
32	Pemex Exploración y Producción (C)	X	X	X	X	X	X	X
33	Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de (C)	X	X	X	X	X	X	X
34	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. (C) ₁	X	X	X	X	X	X	X
35	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. (C) ₂	X	X	X	X	X	X	69.58
36	Total E&P México, S.A. de C.V (C)	X	X	X	X	X	X	X
		0	2	0	0	0	4	5

Continuación...

	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15
	20.10	20.10	20.10	24.80	24.80	24.80	24.80	8.50
	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00
1	X	X	X	X	X	X	X	X
2	X	26.00	X	35.00	X	X	X	X
3	X	X	X	X	X	X	X	X
4	X	X	X	X	X	X	X	X
5	X	X	X	X	X	X	X	X
6	X	75.00	75.00	X	X	X	X	X
7	X	X	X	X	X	X	X	X
8	X	X	X	X	X	X	X	X
9	X	X	X	X	X	X	X	X
10	X	X	X	X	75.00	X	X	X
11	X	X	X	X	X	X	X	X
12	X	X	X	X	X	X	X	X
13	X	X	X	X	X	X	X	X
14	X	X	X	X	X	X	X	X
15	X	X	X	X	X	X	X	X
16	X	X	X	X	X	X	X	X
17	X	X	48.51	X	X	X	X	X
18	X	X	X	X	X	X	X	X
19	X	X	X	X	X	X	X	X
20	X	X	X	X	X	X	X	X
21	X	75.00	X	X	X	X	X	X
22	X	70.45	X	X	X	X	X	X
23	X	70.21	68.73	X	X	X	X	X
24	X	X	X	X	X	X	X	X
25	X	X	X	X	X	X	37.27	X
26	X	X	X	X	X	X	X	X
27	X	X	X	X	X	X	X	X
28	X	X	30.10	X	X	X	X	X
29	X	52.02	X	X	X	X	X	X
30	X	X	45.01	X	X	X	X	X
31	X	X	X	X	X	X	X	X
32	20.10	X	X	X	X	X	X	X
33	X	X	X	X	X	X	X	X
34	X	X	X	X	X	X	X	X
35	X	X	X	62.28	X	X	X	X
36	X	X	X	X	X	X	X	30.11

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

*(C)=consorcio.

- De las 20 compañías que participaron de manera individual, únicamente 5 presentaron propuesta en las áreas puestas a licitación. Por parte de los consorcios solamente 3 de estos no presentaron propuesta (**Tabla 25**).

- Se contemplaban un total de 540 posibles propuestas para esta licitación, de estas solo se obtuvieron 28 (5%) por parte de las compañías. Todas se encontraron dentro del valor mínimo en la utilidad para el estado. Ninguna se desechó.
- De las 15 áreas 9 se adjudicaron (60% de éxito).
- De las áreas adjudicadas, el área 9 es la que mayor éxito obtuvo en esta ronda. Presentó el mayor número de propuestas con 6 de las 36 posibles. De estas ninguna se desechó.
- Dentro de las áreas adjudicadas, 4 de ellas fueron otorgadas con una sola propuesta, es decir, sin un segundo lugar.

Fue la primera vez que existió un empate en las Rondas de licitación, donde 1 compañía y 1 consorcio hicieron la misma propuesta para el área 9, según las bases de licitación en caso de que dos o más licitantes obtengan el mismo monto de “Valor ponderado de la Propuesta Económica”, el criterio para discernir al licitante ganador será quien ofrezca el mayor pago en efectivo. Para ello, se abrirá el sobre que contiene el “Formato CNH-9. Pago en efectivo por empate en Propuesta Económica”, conforme al numeral 13.4 inciso a), subinciso II, Sección III de estas bases. Si el empate persiste, se utilizará el método de insaculación para discernir al licitante ganador, sin perjuicio de la obligación de pago; para ello, se asignará un número distinto a cada uno de los licitantes que hayan empatado, se introducirán todos los números en una urna transparente y se extraerá de manera aleatoria uno de los números, el licitante al que corresponda dicho número extraído será el licitante ganador. Este caso obtuvo al licitante ganador por medio del pago en efectivo.

El hecho de tener un éxito de adjudicación por encima del 50% no es reflejo de una amplia cantidad de propuestas ya que 4 de las 16 áreas adjudicadas (25%) mostraron únicamente una propuesta, dejando al estado únicamente con el licitante ganador y sin opciones de segundo lugar.

La CNH-R02-L01/2016 fue la tercera ronda de licitaciones que oferto áreas bajo la modalidad de contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas someras. Dada la fecha efectiva, las compañías se encuentran en el periodo de exploración.

Al ser la tercera ronda que licito este tipo de áreas era de esperarse un incremento, tanto en el número de propuestas como de áreas adjudicadas. Y con mayor razón al ser la que mayor número de áreas mostro de las 3.

Cuadro 27. Comparativo Rondas Áreas en Aguas Someras con CPC,

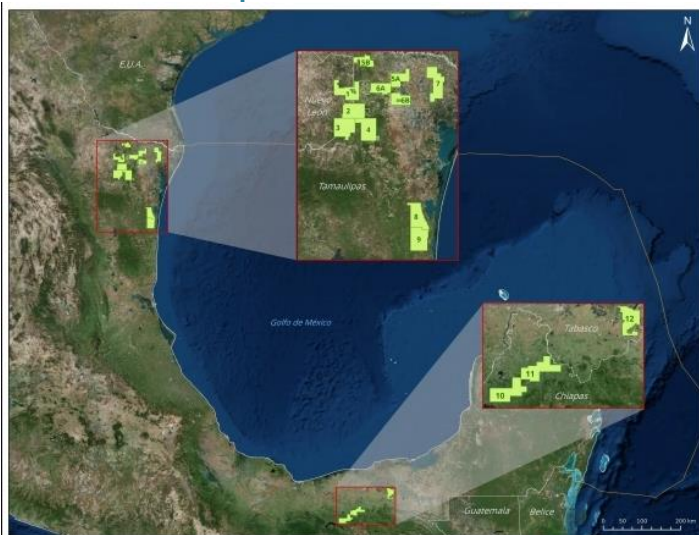
		Áreas.	# Compañías que podían presentar propuesta.	Propuestas con valor.	Éxito de adjudicación.	
Aguas someras	Contratos de producción	R01-L01	14	34	11	14.29%
		R01-L02	5	26	15	60%
	compartida	R02-L01	15	27	28	60%

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

El **cuadro 27** muestra que existió un progreso en los puntos antes mencionados. La respuesta por parte de las compañías aumento y el éxito logo mantenerse. Sin embargo el número de compañías con precalificación favorable no ha podido recuperarse, esto muestra la perdida de interés por parte de estas en este tipo de áreas y contratos.

◆ Licitación 02.

Mapa 10. Áreas R02-L02.



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

La segunda etapa de la ronda 2 se encuentra integrada por 10 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia, 9 de estas áreas se encuentran ubicadas en la Cuenca de Burgos y 1 en las Cuencas del Sureste.

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	18
Que han acreditado la etapa de acceso al cuarto de datos	10
Que iniciaron el proceso de precalificación.	9

El siguiente es un resumen en cuanto a la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes:

- Un total 13 compañías iniciaron el proceso de precalificación, 5 compañías de manera individual y 8 más en consorcios (**Tabla 26**).

Tabla 26. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R02-L02.

Individual.	Consorcios
<ul style="list-style-type: none"> ○ Ecopetrol Global Energy S.L.U. ○ Geo Power Solution, S.A.P.I. de C.V. ○ Gran Tierra México Energy, S. de R.L. de C.V. ○ Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. ○ Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. ○ Petróleos Monterrey, S.A.P.I. de C.V. ○ Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V. ○ Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. ○ Verdad Exploration Mexico LLC ○ Sun God Energía de México, S.A. de C.V. ○ Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. ○ Tecpetrol Internacional S.L. ○ Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V.

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

- Todas las compañías se acreditaron como licitantes y siguieron el proceso, conformando así el 100% de las 13 iniciales. Las compañías con precalificación favorable según los 9 y 10 de la sección 3 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 27**.

X= No
presenta
Ganador

Tabla 27. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R02-L02.

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
Valor de la regalía adicional. [%]	Min.	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	3.90
	Max.	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	45.00
1	Ecopetrol Global Energy S.L.U.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2	Geo Power Solution, S.A.P.I. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	Gran Tierra México Energy, S. de R.L. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V	X	X	X	X	X	X	X	X	X	8.88
6	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. (C)	3.91	X	X	15.76	8.09	X	5.36	X	X	X
7	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. (C)	X	X	X	X	X	X	25.00	X	X	X
8	Sun God Energía de México, S.A. de C.V. (C)	X	X	X	25.00	16.96	X	25.00	25.00	25.00	45.00
9	Tecpetrol Internacional S.L. (C)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		1	0	0	2	2	0	3	1	1	2

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

*(C)=consorcio.

- De las 5 compañías que participaron de manera individual, solamente 1 de estas presentó 1 sola propuesta (**Tabla 27**).
- Por su parte solo 1 de los consorcios no mostró propuestas en ninguna de las áreas.
- Se contemplaban un total de 45 posibles propuestas para esta licitación, de estas solo se obtuvieron 12 lo que representa un 26.66% como respuesta por parte de las compañías.
- Ninguna de las propuestas fue desechada por no cumplir con el valor de la regalía adicional mínimo.
- De las 10 áreas se adjudicaron 7 lo que representa el 70% de éxito en el área.
- De las áreas adjudicadas, el área 7 es la que mayor éxito obtuvo en esta ronda. Aunque el número de propuestas no representa gran éxito ya que únicamente obtuvo 3 de las 9 posibles, lo que representa el 33.3 % de éxito y fue la mejor de las 10 áreas.
- De las 7 áreas que obtuvieron propuestas, 3 se adjudicaron con solo 1 licitante que presentó propuesta.
- El consorcio conformado por Sun God Energía de México, S.A. de C.V. y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. ganó 6 de las 7 áreas adjudicadas.

En esta ronda también existió un empate, en el área 7. Se utilizó el mismo método de desempate que para la R02-L01. Este caso también obtuvo al licitante ganador por medio del pago en efectivo.

El hecho de tener un éxito de adjudicación del 70% no es reflejo de una amplia cantidad de propuestas, ya que 3 de las 7 áreas adjudicadas (42.85%) mostraron únicamente una propuesta, dejando al estado únicamente con el licitante ganador y sin opciones de segundo lugar.

La CNH-R02-L02/2016 fue la segunda ronda de licitaciones que ofertó áreas bajo la modalidad de contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres. Esto implicaba un gran reto ya que la primera ronda que ofertó áreas bajo la misma modalidad y para el mismo tipo de área fue la R01-L03, la cual adjudicó el 100% de sus áreas.

Cuadro 28. Comparativo Rondas Áreas Terrestres con Contratos de Licencia.

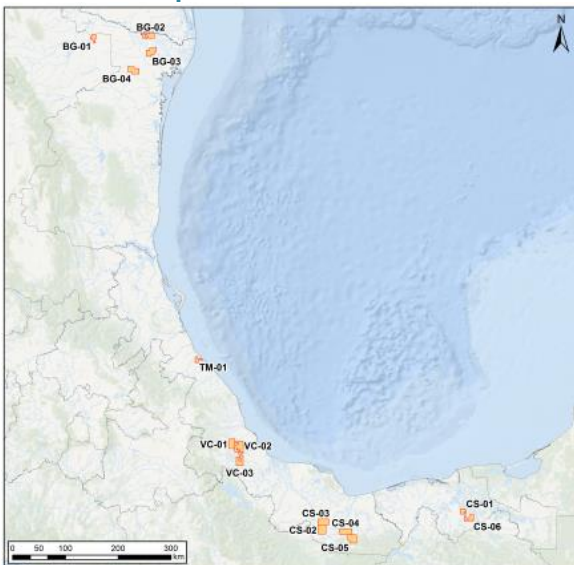
		Áreas.	# Compañías que podían presentar propuesta.	Propuestas con valor.	Éxito de adjudicación.	
Terrestre	Contratos de Licencia	R01-L03	25	63	194	100%
		R02-L02	10	13	12	70%

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

Como antes se mencionó esta ronda de licitación tenía un gran reto, ya que su antecesor había logrado obtener un resultado perfecto en cuanto al éxito de adjudicación. Como se muestra en el **Cuadro 28**, esto no fue posible de mantener, aunque el número de áreas fue menor, el éxito solo logro alcanzar el 70%, además una gran cantidad de áreas se licito con solo una sola propuesta. El número de compañías se vio reducido al contemplar menor cantidad de áreas y con ello el número de propuestas.

◆ Licitación 03.

Mapa 11. Áreas R02-L03.



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

Se encuentra integrada por 14 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia.

Estas áreas contractuales se encuentran localizadas en las provincias petroleras de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	35
Que han acreditado la etapa de acceso al cuarto de datos	23
Que iniciaron el proceso de precalificación.	23

El siguiente es un resumen en cuanto a la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes:

- Un total 38 compañías iniciaron el proceso de precalificación, 11 compañías de manera individual y 8 consorcios (**Tabla 28**).

Tabla 28. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R02-L02.

Individual.	Consorcios
<ul style="list-style-type: none"> ○ Carso Oil and Gas, S.A. de C.V. ○ DEP PYG, S.A.P.I. de C.V ○ Ecopetrol Global Energy S.L.U. ○ Gran Tierra México Energy, S. de R.L. de C.V. ○ Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. ○ Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. ○ Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. ○ P&S Oil and Gas, S. de R.L. de C.V. ○ Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V. ○ PetroBal, S.A.P.I. de C.V. ○ Tonalli Energía, S.A.P.I. DE C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. ○ Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V. ○ Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. ○ Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. ○ Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V.₂ ○ Verdad Exploration Mexico LLC ○ NG Oil And Gas S.A.P.I. de C.V. ○ AINDA Consultores S.A. de C.V., y Petróleos Madere, S.A. de C.V. ○ Petrosynergy, S.A. ○ Química Apollo, S.A. de C.V. ○ Promotora y Operadora de Infraestructura, S.A.B. de C.V. ○ Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.

- Roma Exploration and Production LLC
- Tubular Technology, S.A. de C.V.
- Suministros Marinos e Industriales de México S.A. de C.V.
- Golfo Suplemento Latino, S.A. de C.V.
- Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd
- Sicoval MX, S.A. de C.V.
- Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V.

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

- Todas las compañías se acreditaron como licitantes y siguieron el proceso, conformando así el 100% de las 38 iniciales. Las compañías con precalificación favorable según los 9 y 10 de la sección 3 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 29**.

X= No
presenta
Ganador

Tabla 29. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R02-L03.

	Valor de la regalía adicional. [%]	Min.	Burgos				T-M
			A1	A2	A3	A4	A5
		Max.	2.40	2.40	2.40	2.40	2.70
2.40			25.00	25.00	25.00	25.00	40.00
1	Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.		X	X	X	X	X
2	DEP PYG, S.A.P.I. de C.V		X	X	X	X	40.00
3	Ecopetrol Global Energy S.L.U.		X	X	X	X	X
4	Gran Tierra México Energy, S. de R.L. de C.V.		X	X	X	X	X
5	Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V.		X	X	X	X	40.00
6	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.		X	13.01	X	X	X
7	Jaguar Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.		25.00	X	X	X	40.00
8	P&S Oil and Gas, S. de R.L. de C.V.		X	X	X	X	X
9	Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V.		X	X	X	X	X
10	PetroBal, S.A.P.I. de C.V.		X	X	X	X	40.00
11	Tonalli Energía, S.A.P.I. DE C.V.		X	X	X	X	X
12	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. (C)		25.00	X	X	3.91	X
13	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. (C) ₁		X	X	X	X	X
14	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. (C) ₂		X	25.00	23.56	X	X
15	NG Oil And Gas S.A.P.I. de C.V (C)		X	X	X	X	3.57
16	Petrosynergy, S.A. (C)		X	25.00	18.66	X	40.00
17	Promotora y Operadora de Infraestructura, S.A.B. de C.V. (C)		X	X	X	X	X
18	Roma Exploration and Production LLC (C)		X	X	X	X	40.00
19	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd (C)		25.00	X	X	X	40.00
			3	3	2	1	8

Continuación...

	Veracruz			Cuencas del Sureste					
	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14
	2.70	2.70	2.70	3.90	2.70	3.90	3.90	2.70	2.70
	40.00	40.00	40.00	45.00	40.00	45.00	45.00	40.00	40.00
1	X	X	X	X	X	X	45.00	40.00	X
2	X	X	X	X	22.51	X	12.53	X	X
3	X	X	X	X	X	9.52	X	X	X
4	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	X	X	X	X	X	27.74	X	40.00	X
6	X	X	X	X	X	X	X	X	X
7	X	40.00	40.00	45.00	X	X	X	X	40.00
8	X	X	X	X	X	19.99	X	X	X
9	X	X	X	X	X	X	X	X	40.00
10	X	10.00	X	X	X	X	X	X	X
11	X	X	X	41.55	8.24	33.30	15.07	X	X
12	X	X	X	X	X	X	X	X	X
13	X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	X	X	X	45.00	X	X	X	X	40.00
15	40.00	X	X	45.00	X	X	X	X	X
16	X	35.66	X	45.00	X	X	X	X	X
17	X	X	X	45.00	X	X	X	X	X
18	40.00	X	X	45.00	X	15.71	X	X	X
19	40.00	X	X	45.00	40.00	45.00	45.00	40.00	X
	3	3	1	8	3	6	4	3	3

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

*(C)=consorcio.

- De las 11 compañías que participaron de manera individual, solamente 1 de estas no presento propuestas (Gran Tierra México Energy, S. de R.L. de C.V). (**Tabla 27**)
- Por su parte solo 1 de los consorcios no mostro propuestas en ninguna de las áreas (Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. en consorcio con Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.
- Se contemplaban un total de 266 posibles propuestas para esta licitación, de estas se obtuvieron 51 lo que representa un 19.17% como respuesta por parte de las compañías.
- Ninguna de las propuestas fue desechada por no cumplir con el valor de la regalía adicional mínimo.
- Se adjudicaron el 100% de las áreas.
- De las áreas adjudicadas, las áreas 5 y 9 son la que mayor éxito obtuvo en esta ronda. Obtuvo 8 de las 19 posibles, lo que representa el 42.10 % de éxito. Por otro lado las áreas 4 y 8 se adjudicaron solo con una propuesta.
- La compañía Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. gano 5 de las 14 áreas adjudicadas por sí misma, es decir, sin participar en consorcios.

Esta ronda de licitaciones mostró el mayor número de empates hasta ahora en las áreas 1, 5, 9, 12, 13 y 14. Se utilizó el mismo método de desempate que para las rondas anteriores y de igual manera obtuvo al licitante ganador por medio del pago en efectivo a excepción del área 14 donde el valor ponderado lo definió.

Aunque el número de propuestas por área no fue demasiado grande en esta licitación solamente se encontraron 2 áreas adjudicadas con una sola propuesta.

La CNH-R02-L03/2016 fue la tercer ronda de licitaciones que oferto áreas bajo la modalidad de contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en áreas terrestres. Con dos antecedentes previos esta ronda se veía obligada a mejorar los resultados e intentar recuperar lo visto en la R01-L03.

Cuadro 29. Comparativo Rondas Áreas Terrestres con Contratos de Licencia.

		Áreas.	# Compañías que podían presentar propuesta.	Propuestas con valor.	Éxito de adjudicación
Terrestre	Contratos de Licencia	R01-L03	25	63	100%
		R02-L02	10	13	70%
		R02-L03	14	38	51

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

Como es posible observar, los resultados lograron mejorarse y recuperar el éxito que se obtuvo en la primera licitación de este tipo. El número de compañías se incrementó de manera significativa en comparación a la licitación previa así como el número de propuestas con valor.

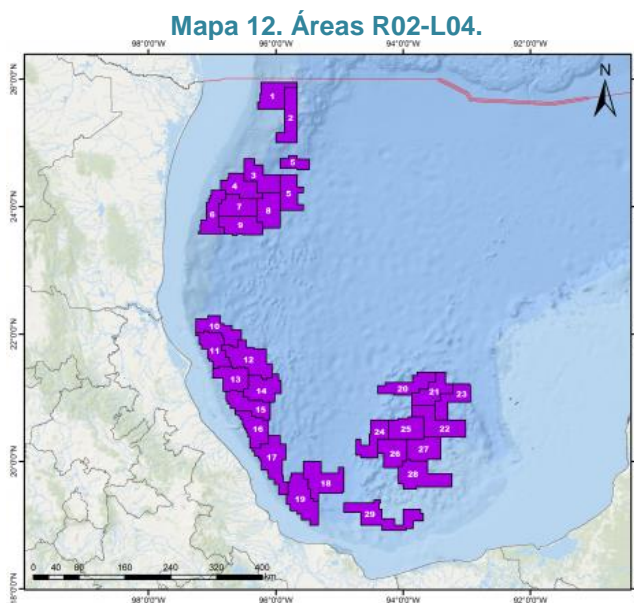
◆ **Licitación 04.**

Se encuentra integrada por 29 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia.

Estas áreas contractuales se encuentran en las provincias petroleras de: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina.

Las cifras para las empresas mostradas por el portal rondasmexico.gob.mx son las siguientes:

Que mostraron interés	29
Que han acreditado la etapa de acceso al cuarto de datos	16
Que iniciaron el proceso de precalificación.	29



Fuente: rondasmexico.gob.mx.

El siguiente es un resumen en cuanto a la respuesta o interés mostrado por parte de las compañías licitantes:

- Un total 20 compañías iniciaron el proceso de precalificación, 9 compañías de manera individual y 11 más que conformaron 17 consorcios con las compañías que también participaban de manera individual. (Tabla 30).

Tabla 30. Compañías licitantes que podrán presentar propuesta R02-L04.

Individual.	Consorcios
<ul style="list-style-type: none"> ○ BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. ○ China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V. ○ ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V. ○ Noble Energy Mexico, S. de R.L. de C.V. ○ Pemex Exploración y Producción ○ PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. ○ Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. ○ Statoil E&P México S.A. de C.V. ○ Total E&P México, S.A. de C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ BP Exploration Mexico, S.A. de C.V.₁ ○ Statoil E&P México S.A. de C.V. ○ BP Exploration Mexico, S.A. de C.V. ₂ ○ Statoil E&P México S.A. de C.V. ○ Total E&P México, S.A. de C.V. ○ Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.₁ ○ Pemex Exploración y Producción. ○ Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.₂ ○ Pemex Exploración y Producción ○ Inpex E&P México, S.A. de C.V. ○ Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.₃ ○ Pemex Exploración y Producción ○ ONGC Videsh Limited. ○ China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V. ○ PC Carigali Mexico Operations, S.A. de

C.V.

- Eni México, S. de R.L. de C.V. ¹
- Qatar Petroleum International Limited
- Citla Energy E&P, S.A.P.I. de C.V.

- Eni México, S. de R.L. de C.V. ²
- Qatar Petroleum International Limited

- Noble Energy Mexico, S. de R.L. de C.V. ¹
- Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V

- Noble Energy Mexico, S. de R.L. de C.V. ²
- Pemex Exploración y Producción ¹
- Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V.

- Pemex Exploración y Producción
- China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V.

- PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.
- Ophir Mexico Limited
- PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V.

- Repsol Exploración México, S.A. de C.V. ¹
- PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.

- Repsol Exploración México, S.A. de C.V. ²
- PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.
- Sierra Nevada E&P, S. de R.L. de C.V.
- PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V.

- Repsol Exploración México, S.A. de C.V. ³
- PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.
- Ophir Mexico Limited

- Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. ¹
- Pemex Exploración y Producción

- Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V. ²
- Qatar Petroleum International Limited

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

- o Todas las compañías se acreditaron como licitantes y siguieron el proceso, conformando así el 100% de las 20 iniciales. Las compañías con precalificación favorable según los 9 y 10 de la sección 3 de las bases de licitación que mostraron propuestas se muestran en la **Tabla 31**.

X= No
presenta
Ganador

Tabla 31. Compañías con precalificación favorable que presentaron propuesta R02-L04.

Valor de la regalía adicional. [%]		Área Perdido										
		Min.	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	
		Max.	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
1	BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.		X	7.35	X	X	X	X	X	X	X	X
2	China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V.		X	11.45	X	X	X	X	X	X	X	X
3	ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V.		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Noble Energy México, S. de R.L. de C.V.		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	Pemex Exploración y Producción		X	X	X	5.95	6.23	X	X	X	X	X
6	PC Carigali México Operations, S.A. de C.V.		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
7	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V.		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
8	Statoil E&P México S.A. de C.V.		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	Total E&P México, S.A. de C.V.		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
10	BP Exploration México, S.A. de C.V. (C) ₁		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
11	BP Exploration Mexico, S.A. de C.V. (C) ₂		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
12	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (C) ₁		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
13	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (C) ₂		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (C) ₃		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
15	China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V.		X	X	X	X	X	X	5.01	X	X	X
16	Eni México, S. de R.L. de C.V. (C) ₁		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
17	Eni México, S. de R.L. de C.V. (C) ₂		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
18	Noble Energy Mexico, S. de R.L. de C.V. (C) ₁		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
19	Noble Energy Mexico, S. de R.L. de C.V. (C) ₂		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
20	Pemex Exploración y Producción (C)		X	X	7.01	X	X	X	X	X	X	X
22	PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. (C)		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
23	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. (C) ₁		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
24	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. (C) ₂		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
25	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. (C) ₃		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
26	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V. (C) ₁		X	15.02	X	X	X	X	X	X	X	X
27	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V. (C) ₁		X	X	10.03	10.03	X	20.00	20.00	X	X	X
			0	3	2	2	1	1				2

Continuación...

Cordilleras Mexicanas										
	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19
	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10	3.10
	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	X	X	X	X	X	X	X	X	7.11	X
6	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
7	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
8	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
10	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
11	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
12	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
16	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
17	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
18	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
19	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
20	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
22	X	X	20.00	X	X	X	X	X	X	X
23	X	X	X	X	19.08	X	X	X	X	X
24	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
25	20.00	X	X	X	X	X	X	X	X	X
26	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
27	11.03	X	9.03	X	5.03	X	X	X	X	X
	2	0	2	0	2	0	0	0	1	0

Continuación...

Cuenca Salina										
	A20	A21	A22	A23	A24	A25	A26	A27	A28	A29
	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
1	X	14.55	6.55	X	X	X	X	X	X	X
2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	6.11	X	X	X	X	X	X	X	X	X
6	X	X	X	X	X	19.98	20.00	X	19.98	X
7	20.00	20.00	X	10.08	X	X	X	X	20.00	20.00
8	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
10	X	X	X	X	X	X	13.37	X	X	X
11	X	11.06	X	X	X	X	X	X	X	20.00
12	X	X	18.44	13.44	X	X	X	X	X	X
13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	X	20.00	X	X	X	X	X	X	X	X
15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
16	X	X	X	X	X	X	X	X	X	20.00
17	X	X	X	X	9.53	X	X	X	X	X
18	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
19	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
20	X	X	X	X	X	X	X	X	X	8.18
22	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
23	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
24	X	X	X	X	X	X	X	X	X	20.00
25	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
26	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
27	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	2	4	2	2	1	1	2	0	2	5

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

*(C)=consorcio.

- De las 9 compañías que participaron de manera individual 4 no presentaron propuestas en las áreas que se licitaron (Exxon, Noble, Statoil y Total). (**Tabla 31**)
- Por parte de los consorcios, 3 de los 17 no mostraron propuestas en ninguna de las áreas (Chevron, y los consorcios en que participo Noble)
- Se contemplaban un total de 783 **posibles** propuestas para esta licitación, de las cuales solo se obtuvieron 39, lo que representa un 4.98% como respuesta por parte de las compañías.

- Ninguna de las propuestas fue desechada por no cumplir con el valor de la regalía adicional mínimo.
- Se adjudicaron el 65.5% de las áreas.
- De las áreas adjudicadas, la 29 ubicada en la cuenca salina presento el mayor éxito. Obtuvo 5 de las 27 posibles, lo que representa el 18.51 % de éxito. Por otro lado las áreas 1, 8, 9, 11, 13, 15, 16, 17, 19 y 27 se declararon desiertas por no tener propuestas de las compañías licitantes y presentaron un fracaso rotundo.
- La compañía Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V gano un total de 8 áreas, 4 de manera individual y 4 más en el consorcio conformado con Qatar Petroleum International Limited. Es la mayor cantidad de áreas adjudicadas a una compañía en una ronda de licitación.
- Se mostró un empate en las áreas 21 y 29, en ambos casos el factor de desempate fue el pago en efectivo.

Aunque el factor de éxito se muestra positivo en el número de áreas adjudicadas, la gran mayoría de estas se licito únicamente con 1 o 2 propuestas por parte de los licitantes. De las 19 áreas adjudicadas, únicamente 3 obtuvieron más de 2 propuestas (A1, A21 y A29).

La CNH-R02-L04/2017 fue la segunda ronda de licitaciones que oferto áreas bajo la modalidad de contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de hidrocarburos en aguas profundas.

Cuadro 30. Comparativo Rondas Áreas A. Profundas con Contratos de Licencia.

		Áreas.	# Compañías que podían presentar propuesta.	Propuestas con valor.	Éxito de adjudicación.	
Aguas profundas	Contratos de	R01-L04	10	26	13	80%
	Licencia	R02-L04	29	20	39	65.5%

Fuente: Elaboración propia con datos del portal rondasmexico.gob.mx.

Al tener una mayor cantidad de areas, se esperaria que el porcentaje de éxito en la adjudicacion de areas fuera alto, sin embargo, el **Cuadro 30** muestra que el éxito decreció. Por otro lado las propuestas vieron un incremento favorable aunque la cantidad de compañías en esta Ronda fue menor.

◆ **Resumen R02.**

Realizando un comparativo de la L01 a la L04:

Licitación. Año.	Disposiciones del Estado Mexicano.		Respuesta			Resultados obtenidos	Porcentaje de éxito.
			Propuestas.				
			Posibles.	Con valor.	Desechadas		
L01 2016.	Aguas someras.	15 Áreas para Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	540	28	0	<ul style="list-style-type: none"> 10 Contratos firmados (Áreas 2, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14 y 15). Las Áreas Contractuales 1, 3, 4, 5, 13 resultaron desiertas. 	60%
			% con respecto a las propuestas posibles	5%	0%		
L02 2016.	Terrestres.	10 Áreas para Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	45	12	0	<ul style="list-style-type: none"> 7 Contratos firmados (Áreas 1, 4, 5, 7, 8, 9 y 10). Las Áreas Contractuales 2, 3 y 6 resultaron desiertas. 	70%
			% con respecto a las propuestas posibles	26.66%	0%		
L03 2016.	Terrestres.	14 Áreas para Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	266	51	0	<ul style="list-style-type: none"> 14 Contratos firmados 	100%
			% con respecto a las propuestas posibles	19.17%	0%		
L04 2017.	Aguas profundas	15 Áreas para Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	783	39	0	<ul style="list-style-type: none"> 19 Contratos firmados. Las Áreas Contractuales 1, 8, 9, 11, 13, 15, 16, 17, 19 y 27 resultaron desiertas. 	65.5%
			% con respecto a las propuestas posibles	4.98%	0%		
						50 de 69	72.46%

Las compañías ganadoras de todas las áreas se encuentran en el **Anexo 3**.

4.3.4 Migraciones.

En apego al Decreto de Reforma Constitucional, la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, Pemex y sus socios pueden solicitar la migración de contratos pre-establecidos hacia nuevos contratos sin llevar a cabo nuevas licitaciones, siempre que dicha migración presente ventajas en términos de producción, reservas e inversión. Este proceso debe ser autorizado por la Secretaría de Energía (SENER) con asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y conforme a los términos fiscales que establezca la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

A diciembre de 2015, Pemex y sus socios habían solicitado la migración de 8 Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), y 2 Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), que fueron firmados previo a la aprobación de la Reforma Energética. Sin embargo fue hasta finales de 2017 cuando se concretó la migración de los primeros Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP); siendo los primeros Santuario y El Golpe en la modalidad de Producción Compartida en el mes de Diciembre. Meses más tarde en Marzo de 2018 migraría el tercer campo, esta vez sería un Contrato De Obra Pública Financiada, Misión; con el mismo esquema de contrato que los anteriores.

CONCLUSIONES

Los COPF se adoptaron con el propósito central de elevar la Producción de Gas Natural No Asociado en el país reduciendo los costos de producción, evitando así las costosas importaciones. En este punto los resultados fueron poco favorables ya que las metas propuestas de producción no alcanzaron ni siquiera el 50% de lo establecido como producción necesaria para lograr el objetivo. Entre los objetivos secundarios algunos se han cumplido, pero otros solo de manera moderada e incluso escasa.

Podemos adjudicar como factor en el incumplimiento de las metas el “boom” del shale gas en Estados Unidos a partir de 2008, el cual impacto el nivel de reservas y producción en dicho país provocando una disminución del precio en el nuestro; teniendo en cuenta que los precios del gas natural en México, se fijan considerando los costos alternativos en el mercado relevante y más cercano, es decir el de Estados Unidos. De tal manera que esto pudo tener impacto en los contratistas, los cuales a su propio costo debían ejecutar todas las obras relacionadas con el desarrollo del campo.

Cabe señalar que esto se basa en la información disponible, la cual no permite expresar de manera sólida una opinión del grado de cumplimiento.

Aunque el éxito de adjudicación de estas primeras Rondas en el país fue elevado, adjudicando 9 de las 12 áreas; la respuesta por parte de las compañías fue extremadamente baja, donde PEP aceptó la oferta del único concursante con propuesta.

Todo esto es un panorama previo a la apertura de las nuevas Rondas de licitación en 2011. Podría decirse que estos fueron una prueba; cuyos resultados debieron ser evaluados antes de iniciar con nuevas licitaciones y decidir si es que fueron favorables o no para seguir adelante con las Rondas de Licitación posteriores.

También es de destacar que si la Reforma Energética de 2014 tenía planeado la migración de estos contratos, el órgano encargado de recolectar la información, debió ser más riguroso con la revisión de los datos de producción, ya que las cifras enviadas a la CHN y las que PEP muestra en su Memoria de labores no coinciden.

Con lo anterior, se concluye que las Rondas de Licitación COPF fueron un fracaso. Ya que aunque adjudicaron una gran cantidad de áreas no pudo cumplir con los objetivos planteados. Otros factores que los convierten en un fracaso es la falta de monitoreo y evaluación, ya que no se obtuvieron datos con valor de la producción histórica en estos. Al ser los primeros campos adjudicados debieron tener prioridad y ser los primeros en migrar, calificar su desempeño, evaluar sus resultados y posteriormente tomar la mejor decisión para el futuro de estos. Como sabemos las Rondas de 2014 y posteriores, son un proceso de prueba y error, donde se debe aprender de cada evento y retroalimentarse para la siguiente licitación.

Con respecto a los CIEP, los informe anuales publicados por PEMEX dentro del periodo de las licitaciones de Campos Maduros son los de 2011, 2012 y 2013 (último informe publicado), En estos solo hay algunos párrafos destinados en los cuales se resumen las áreas licitadas y la implementación de dichos contratos, para 2011 y 2012 menciona que PEMEX no realizó pagos por estos contratos. En su último informe solo existe un párrafo en su apartado número 6.-Estados Financieros Consolidados Auditados, que expone lo siguiente:

“Durante 2013 y 2012, PEP celebró contratos integrales de exploración y producción para el desarrollo de campos maduros en Altamira, Ébano, Nejo, Panuco y San Andrés localizados en la región norte y Magallanes, Santuario y Carrizo localizados en la región sur de México, respectivamente. Cada contrato tiene plazo de hasta 25 años. Los pagos a los contratistas de conformidad con los contratos integrales de exploración y producción, se harán sobre una base por barril entregado más los

costos deducibles de recuperación, siempre que los pagos al contratista no superen los flujos de efectivo de PEMEX sobre el campo sujeto del contrato al que corresponda. Durante 2013 PEMEX realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados en la región norte por \$ 2,060,562 y en la región sur por \$ 2,255,333. Al 31 de diciembre de 2012, PEMEX no realizó pagos de conformidad con los contratos mencionados anteriormente.”

***Informe anual 2011, 2012 y 2013 PEMEX**

Es decir, no habla de resultados en cuanto a la producción entregada por los contratistas y por los cuales realizó dicho pago de \$4.3 millones de pesos en 2013, ni las obras realizadas para ayudar a mejorar la producción durante los 2 primeros años por los contratistas. Sumado a esto en las Memorias de Labores, PEMEX no muestra información relevante sobre los resultados obtenidos por los CIEP a 2014, año de su última publicación.

Por otra parte la respuesta de las compañías se vio favorecida comparada a los COPF ya que 4 de las 11 áreas que fueron adjudicadas, lo hicieron con solo 2 propuestas que tuvieron valor, es decir, que más compañías se vieron interesadas en estas áreas, sin embargo sus ofertas se vieron desechadas por estar por debajo de la “tarifa máxima aceptable” determinada por PEP. Esto indica una clara mejora en el incentivar a la iniciativa privada en invertir en nuestros campos maduros. También sirvió a PEP para obtener un segundo lugar en todas las áreas en caso de tener algún imprevisto con los licitantes ganadores y que las áreas no se declaran desiertas después del fallo.

En cuanto a la producción no se puede evaluar como un éxito rotundo, sin embargo existen áreas que lograron incrementar, mantener o al menos frenar la caída de la producción. De los 18 elementos examinados en estas Rondas de Licitación 8 mostraron resultados favorables. Por parte de las compañías 3 áreas lograron incrementar su producción (el Campo Santuario y las Áreas Altamira y Miquetla); 4 se mantuvieron (los Campos Magallanes y El Golpe y las Áreas Panuco y Soledad), y 1 más logro frenar la caída (el Área San Andrés). Por parte de las 5 áreas desiertas en las cuales PEP siguió la administración, 1 logro incrementar la producción (Pitepec) y 1 más consiguió reactivarse (Área Atún)

Esto muestra un avance en el programa de licitaciones, sin embargo se debe tener énfasis en la vigilancia de las áreas que fueron adjudicadas y no han presentado avances en la producción.

El último elemento evaluado son las Rondas 0, 1 y 2 (2014), las cuales presentaron un panorama muy similar a los anteriores en la respuesta de las compañías. Aunque las Rondas 1 y 2 lograron adjudicar 38 de 54 y 50 de 69 áreas respectivamente, en varias ocasiones las áreas se adjudicaron a la única propuesta hecha en estas. Un total de 18 áreas (4 en la Ronda 1 y 14 en la Ronda 2) se adjudicaron de esta forma. También un alto índice de áreas se licito con únicamente 2 propuestas. En este caso, un total de 20 áreas (3 en la Ronda 1 y 17 en la Ronda 2) se adjudicaron, es decir, 38 de las 88 áreas adjudicadas lo lograron con un máximo de 2 propuestas. Esto muestra una pérdida del interés de las compañías en invertir, esto destacó en la Ronda 2, donde la mayoría de sus áreas en las licitaciones L01, L02 y L04 se adjudicaron de esta forma.

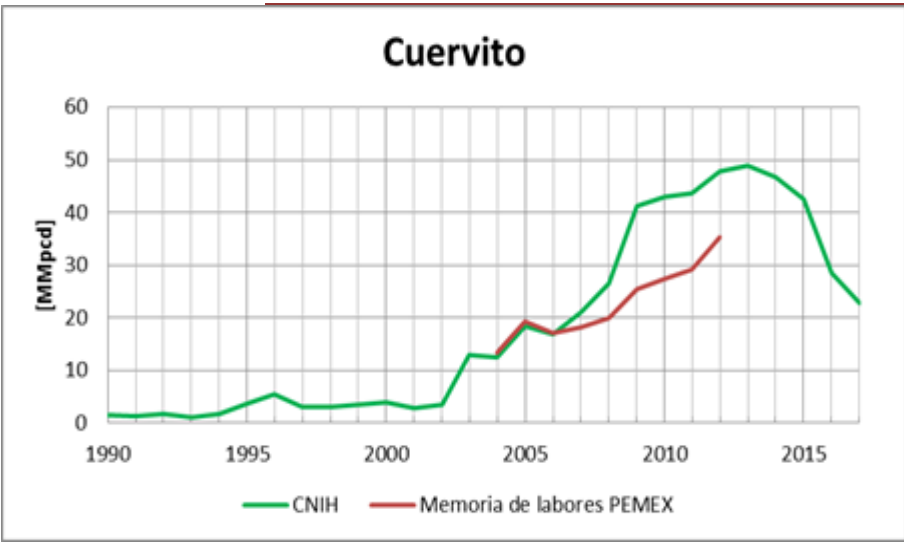
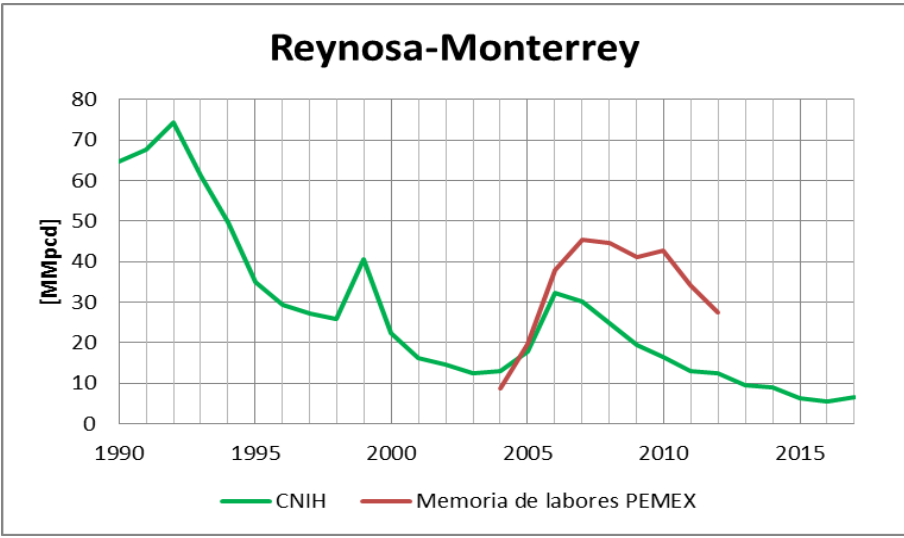
Cabe destacar que un acierto en estas Rondas y que no se había visto en Rondas anteriores es el implementar diferentes tipos de contratos para las Rondas de Licitación y que no se generalice el mismo contrato para todas las áreas, sin embargo, el monitoreo y evaluación constante debe ser otro acierto que se debe buscar, para así evitar repetir errores pasados y que se cumplan las metas y objetivos que plantea la reforma.

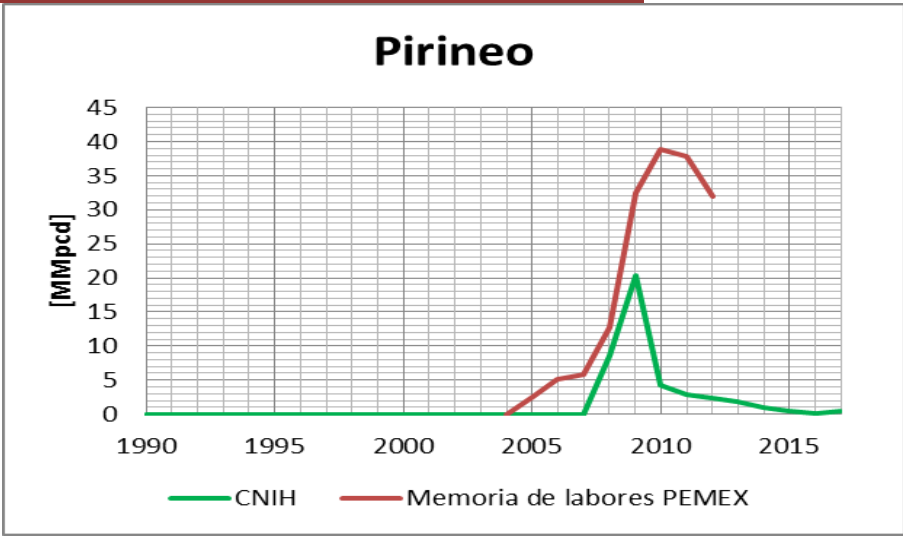
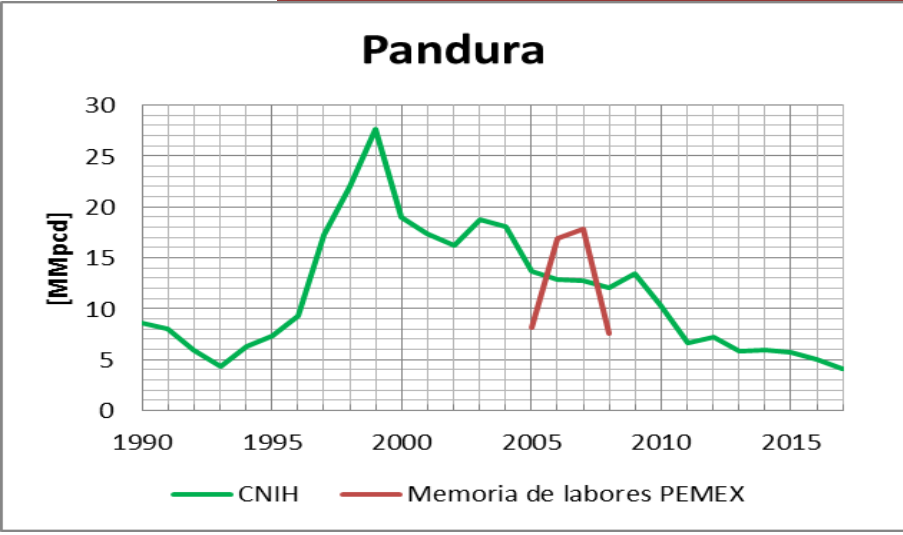
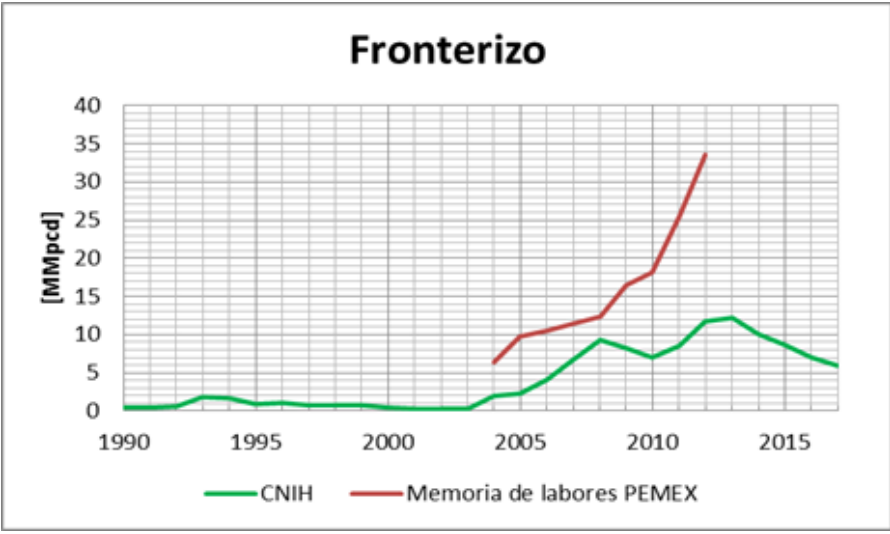
Por último, existe un factor externo que se debe tratar con especial cuidado, vigilar los precios del petróleo, ya que este tendrá gran injerencia en ambas partes; por un lado la programación de las Rondas de licitación y por el otro el interés que las empresas puedan mostrar por las áreas.

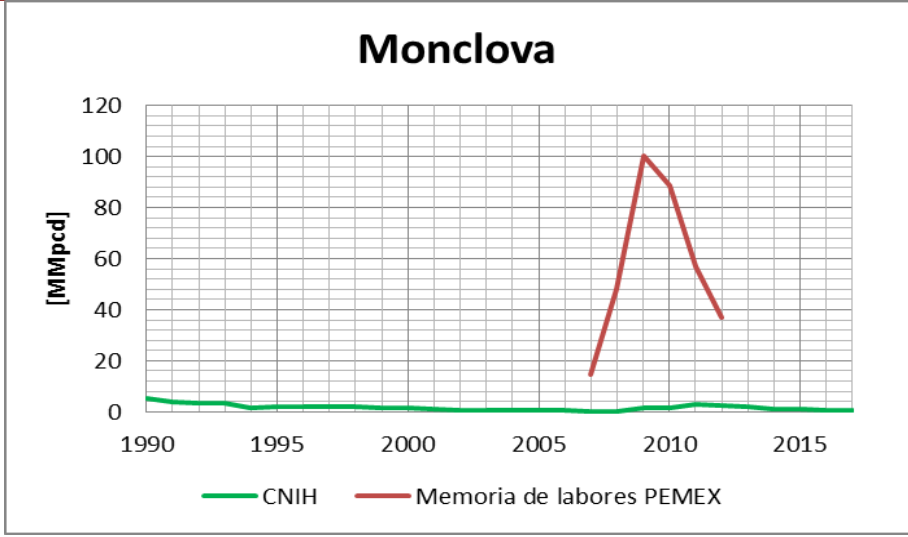
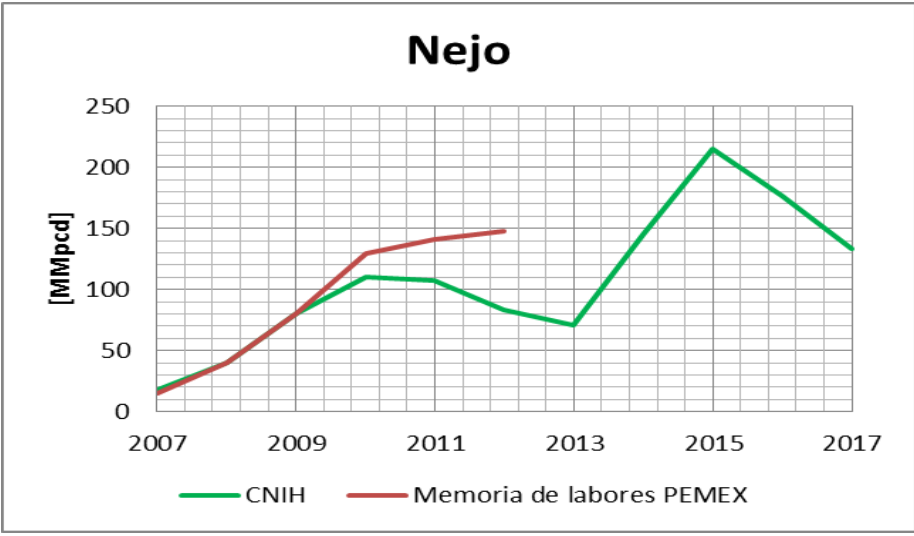
Se debe poner énfasis y acelerar la migración de los COPF y CIEP, ya que como antes se dijo, únicamente 3 de los 20 contratos en total han migrado. Lo anterior es de preocuparse ya que son

el único antecedente previo con el que se dispone y debería ser el más importante; ya que su evaluación aportaría información relevante que mejoraría las licitaciones futuras, además de influenciar las decisiones sobre estas y futuras áreas con características similares.

ANEXO1. CONTRATOS **DE OBRA PÚBLICA** **FINANCIADA**





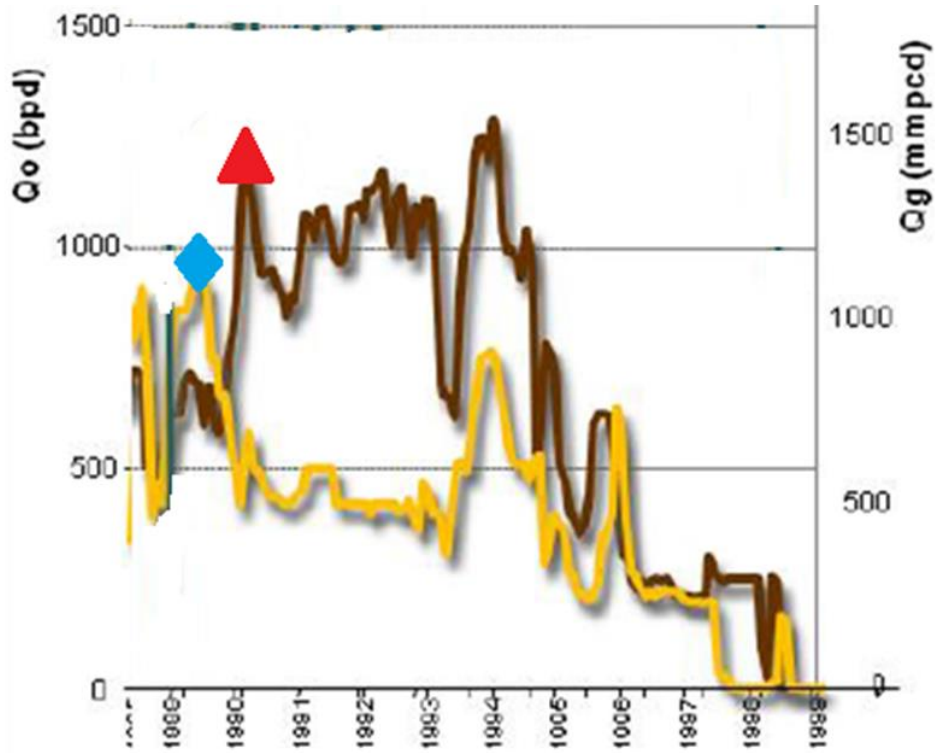


ANEXO 2. CONTRATOS
INTEGRALES DE
EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN.

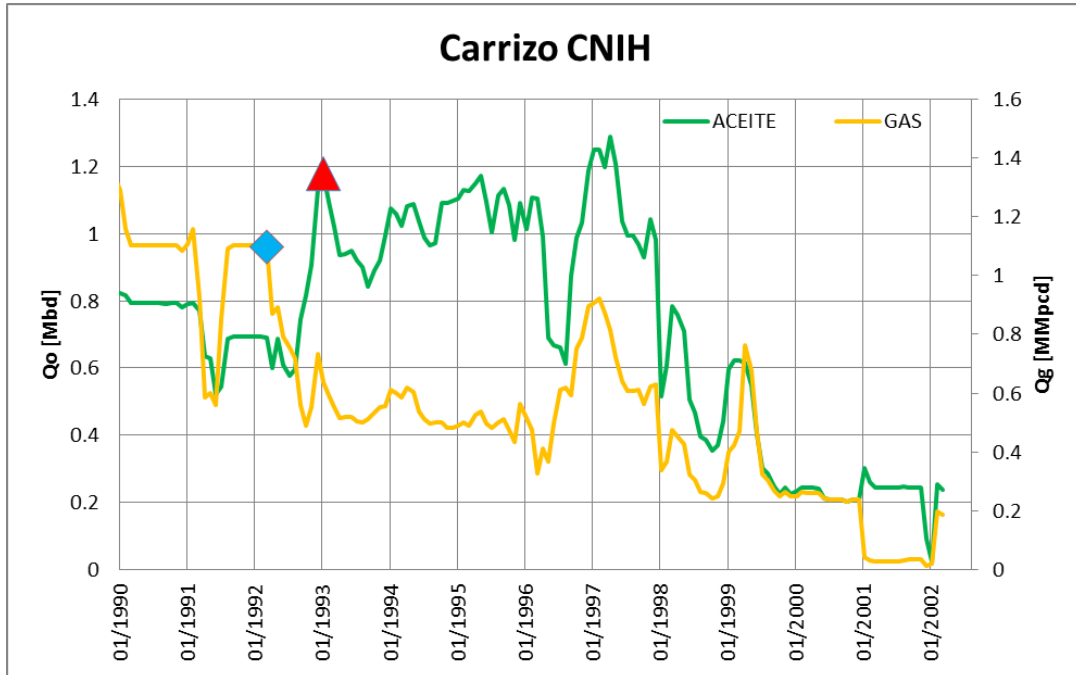
ANEXO 2.1. Region Sur.

Históricos de Producción.

- Área Carrizo.

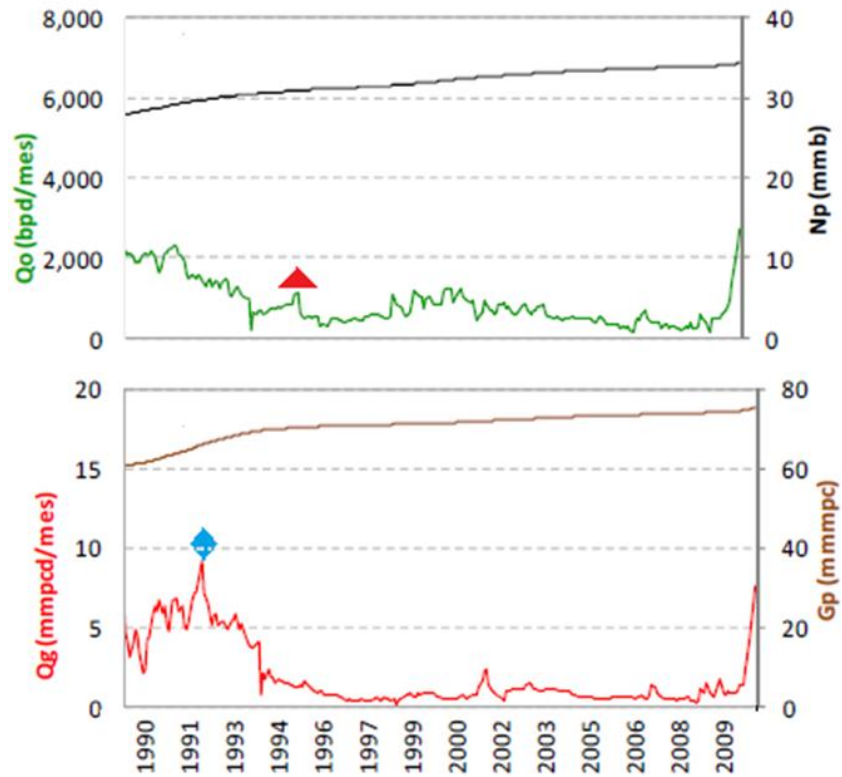


Fuente: PEMEX PEP. Área Carrizo, campos maduros Región Sur. Resumen Ejecutivo. Datos al 1 de Enero de 2010.

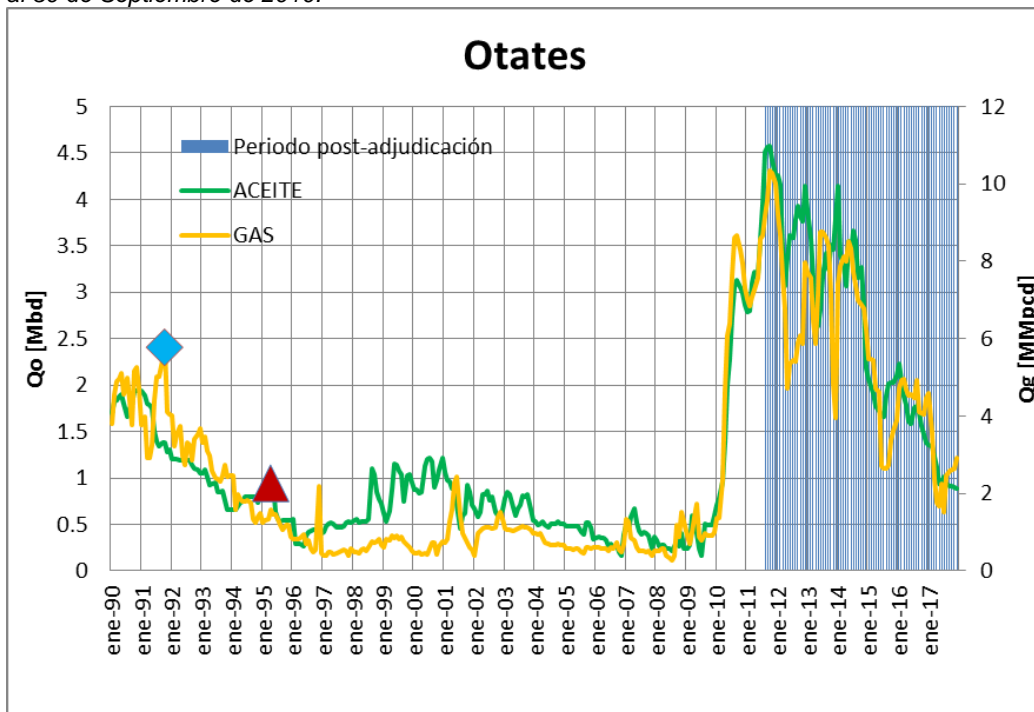


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Magallanes.
 - Otates.

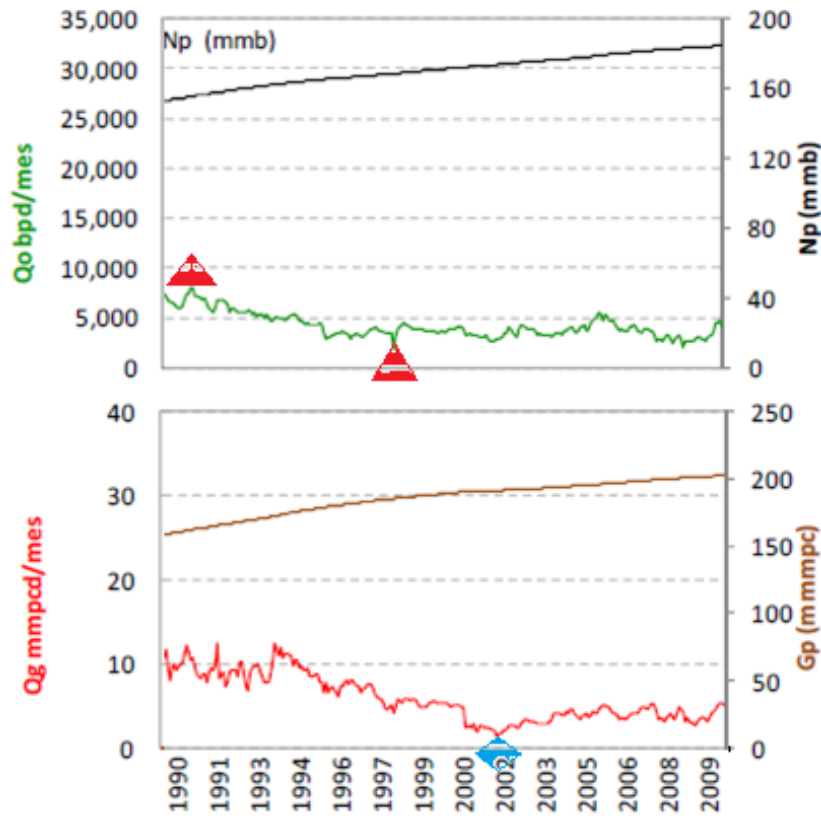


Fuente: PEMEX PEP. Área Magallanes, campos maduros Región Sur. Resumen Ejecutivo. Datos al 30 de Septiembre de 2010.

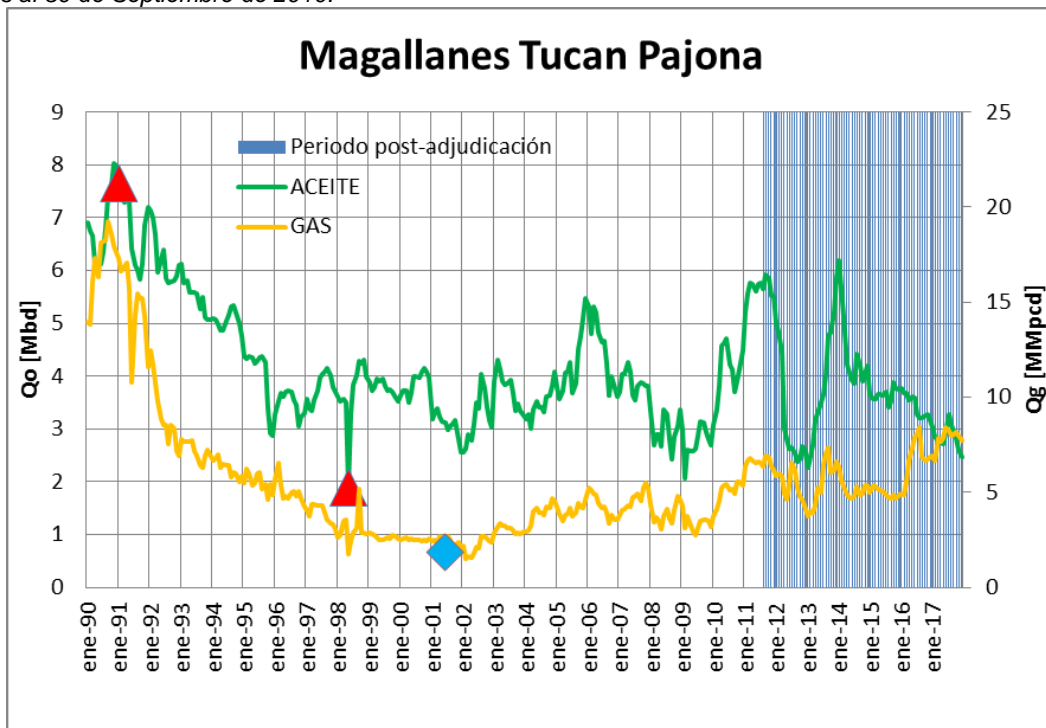


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

○ **Magallanes.**

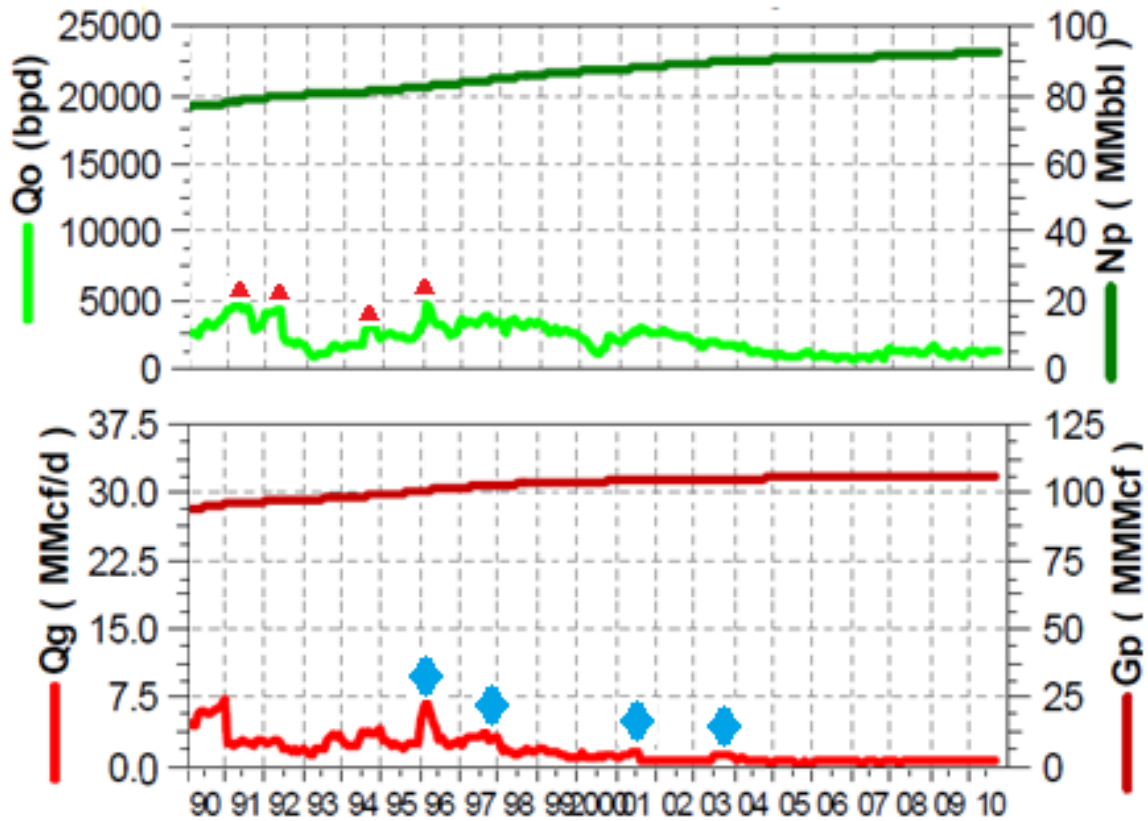


Fuente: PEMEX PEP. Área Magallanes, campos maduros Región Sur. Resumen Ejecutivo. Datos al 30 de Septiembre de 2010.

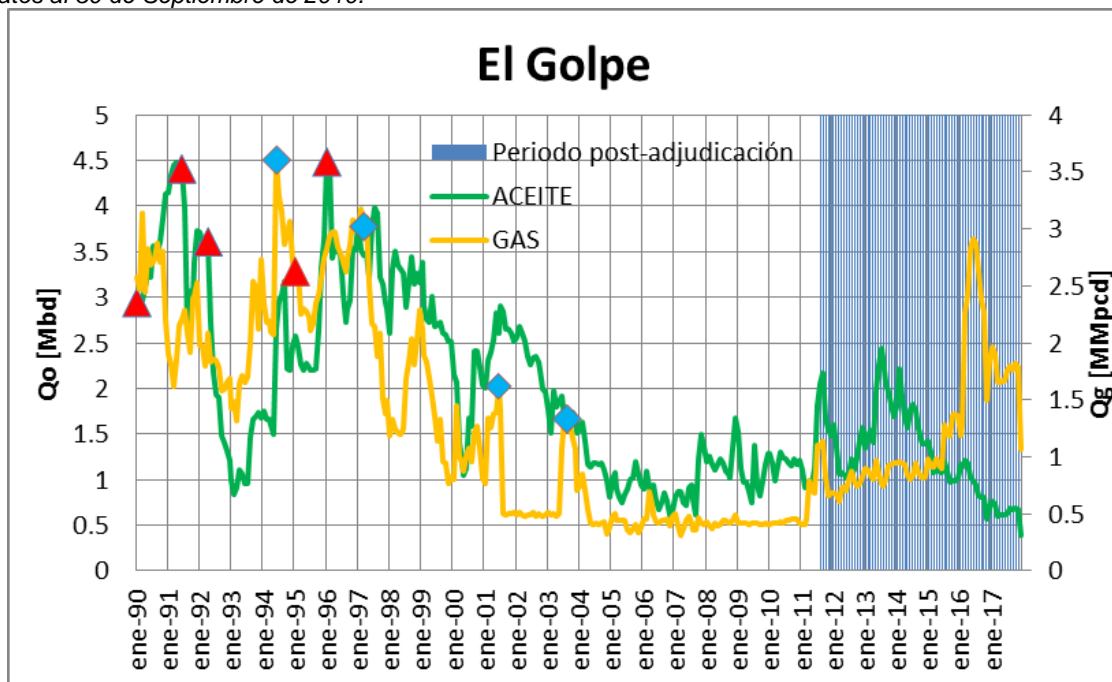


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Santuario
 - El Golpe.

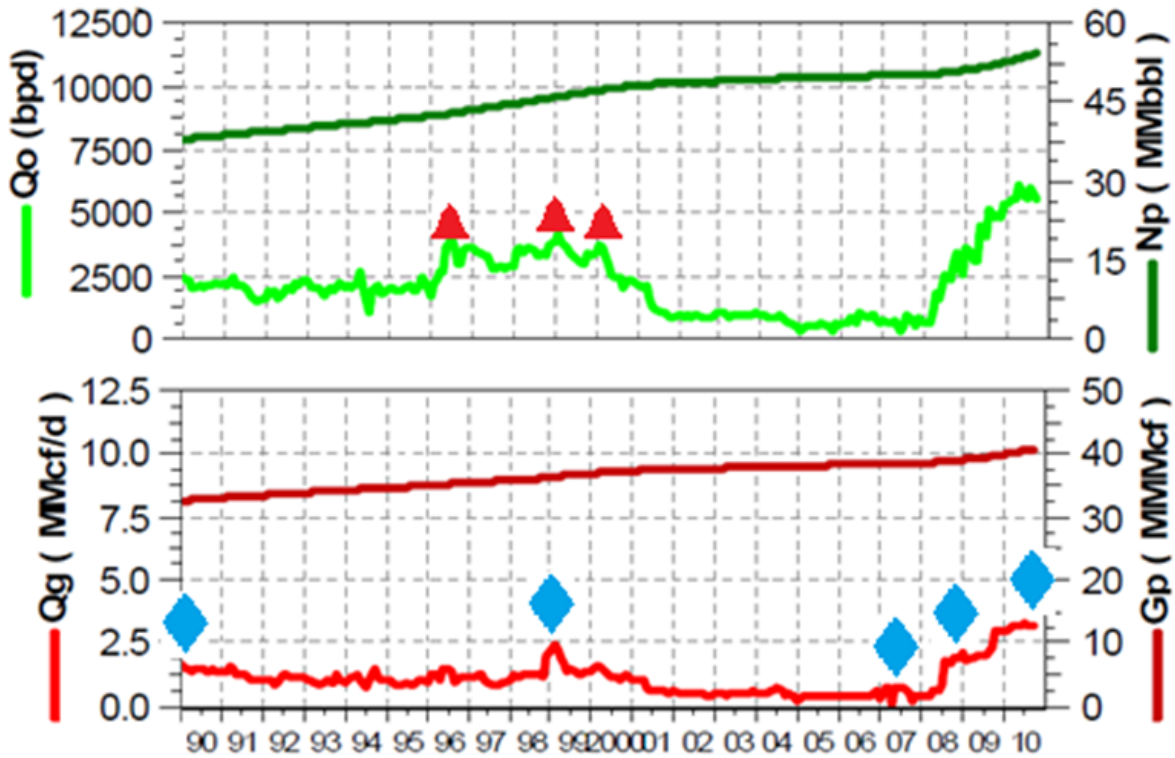


Fuente: PEMEX PEP. Área Santuario, campos maduros Región Sur. Resumen Ejecutivo. Datos al 30 de Septiembre de 2010.

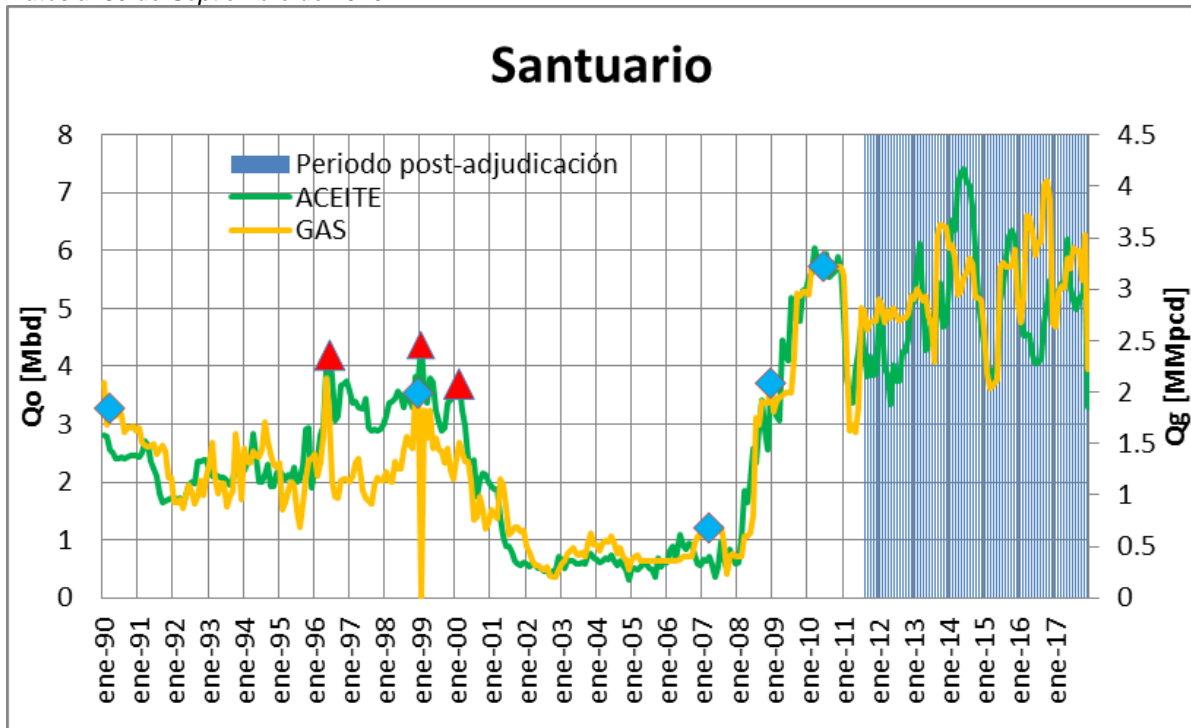


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- **Santuario**

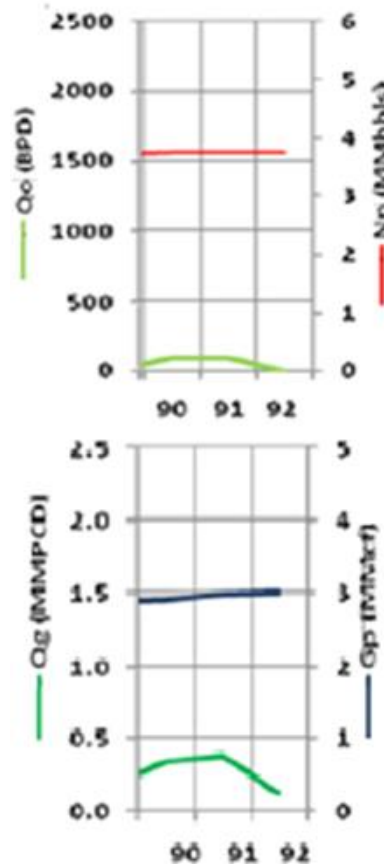


Fuente: PEMEX PEP. Área Santuario, campos maduros Región Sur. Resumen Ejecutivo.
 Datos al 30 de Septiembre de 2010.

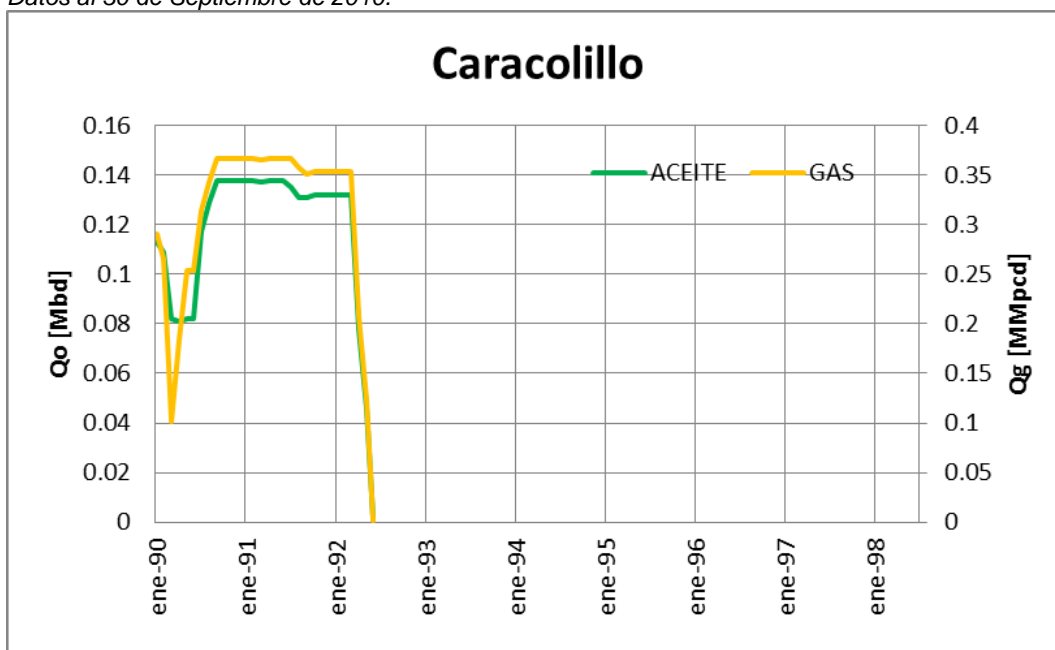


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Caracolillo



Fuente: PEMEX PEP. Área Santuario, campos maduros Región Sur. Resumen Ejecutivo. Datos al 30 de Septiembre de 2010.

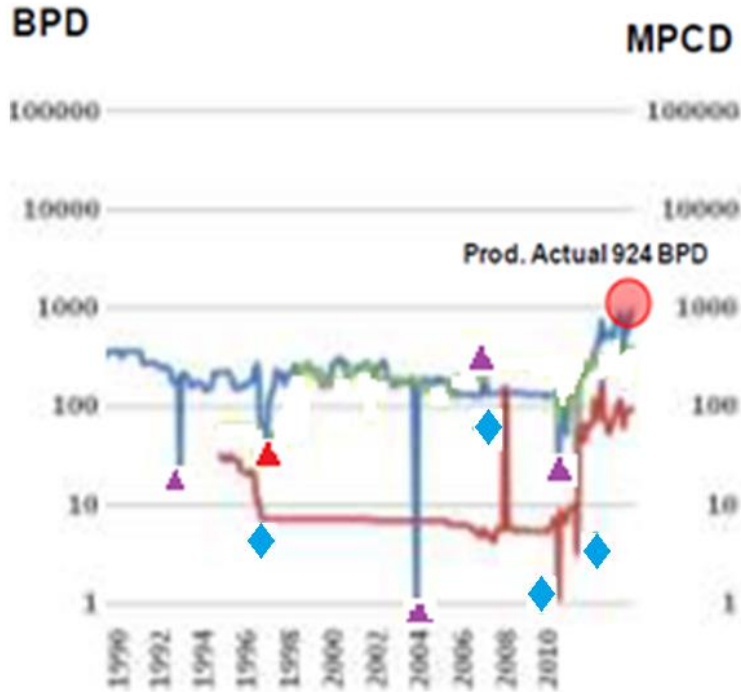


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

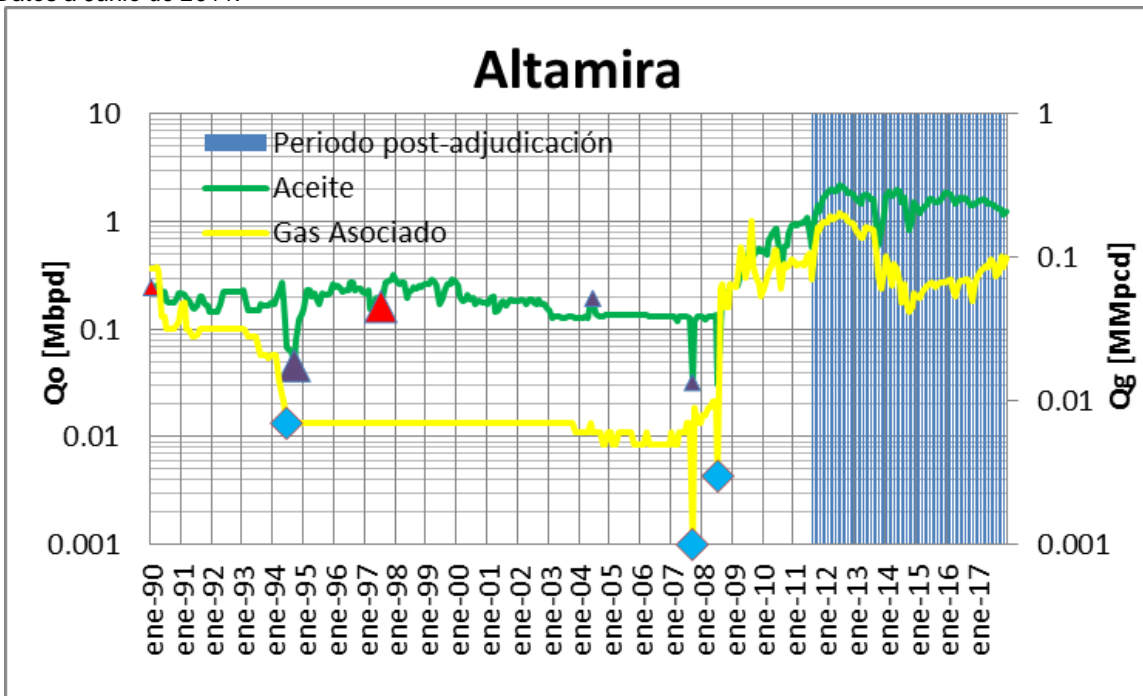
ANEXO 2.2. Region Norte.

Históricos de Producción.

- Área Altamira

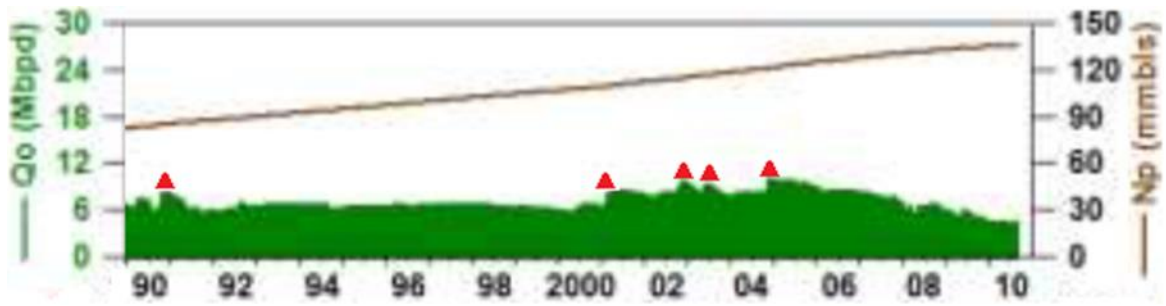


Fuente: PEMEX PEP. Área Altamira, campos maduros Región Norte. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2011.

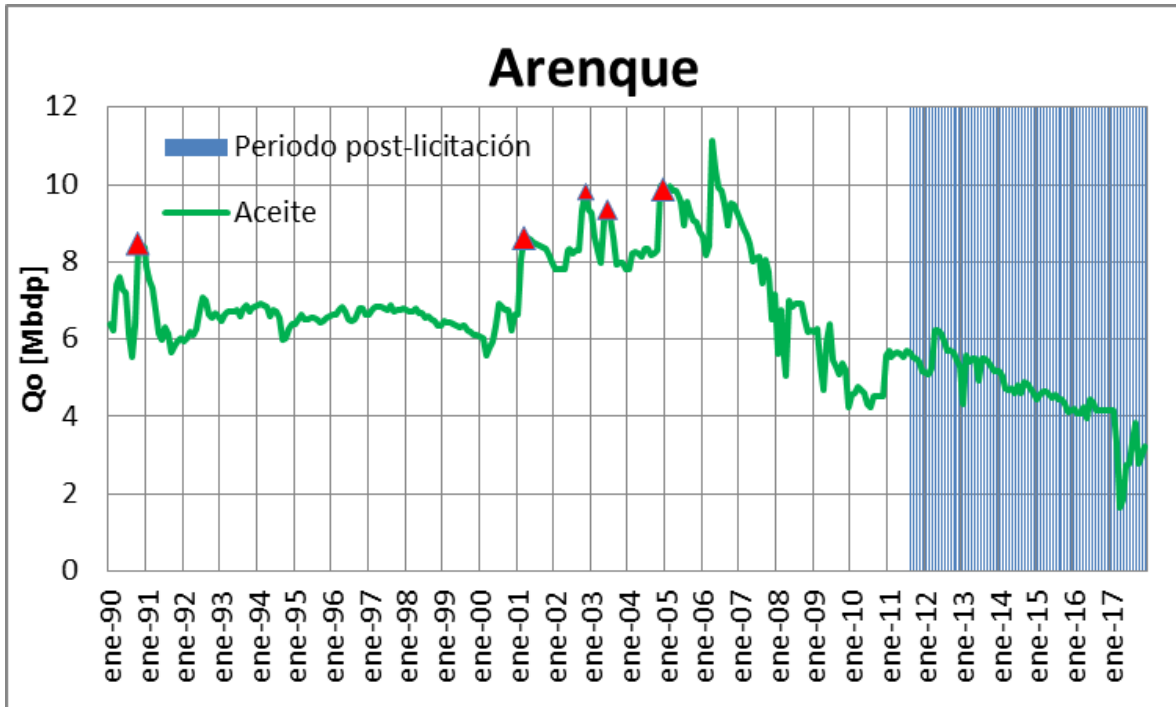


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Arenque

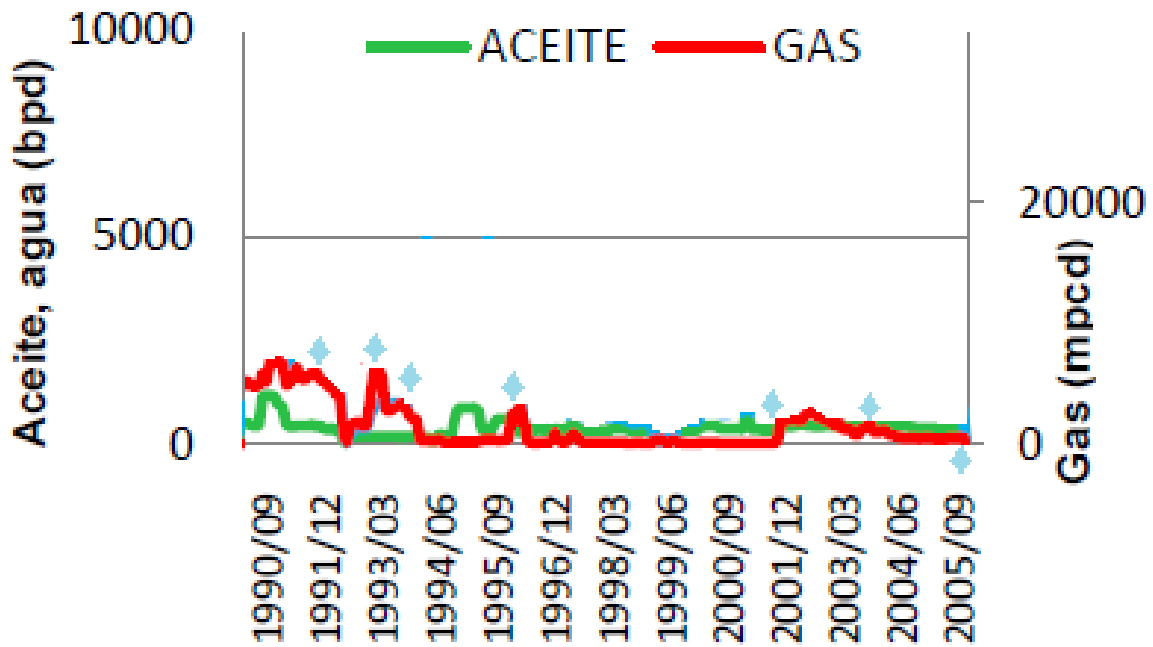


Fuente: PEMEX PEP. Área Arenque, campos maduros Región Norte. Resumen Ejecutivo.
 Datos a Junio de 2011.

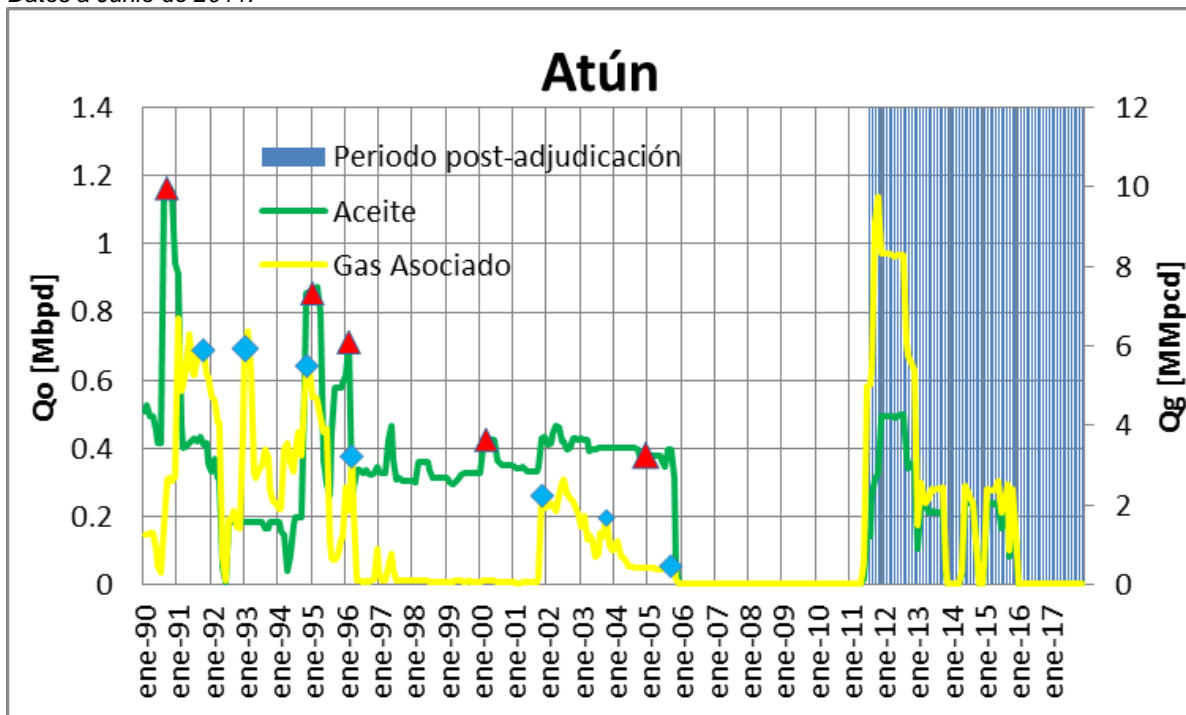


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Atún.

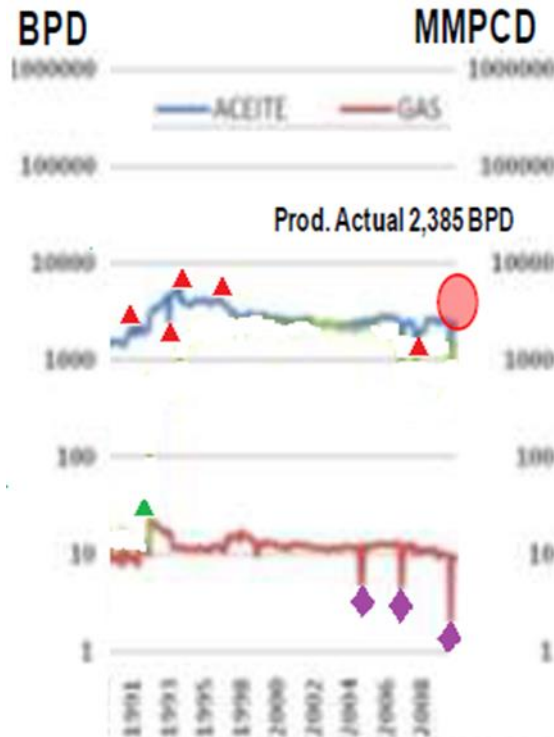


Fuente: PEMEX PEP. Área Atún, campos maduros Región Norte. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2011.

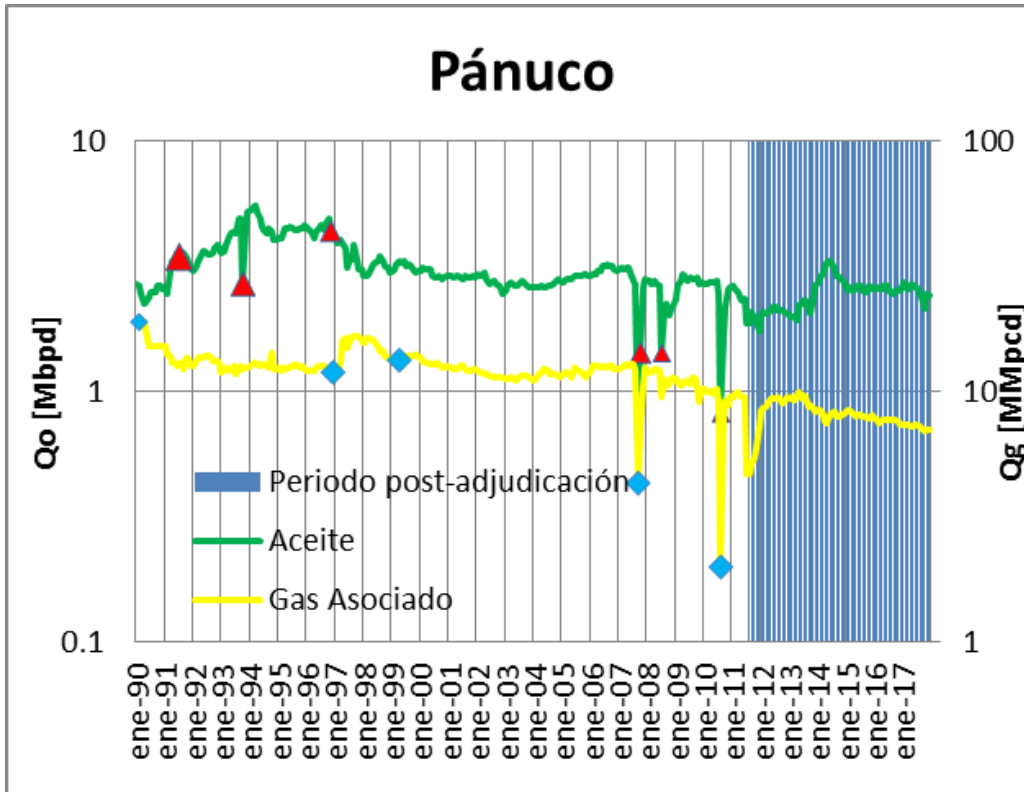


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Pánuco

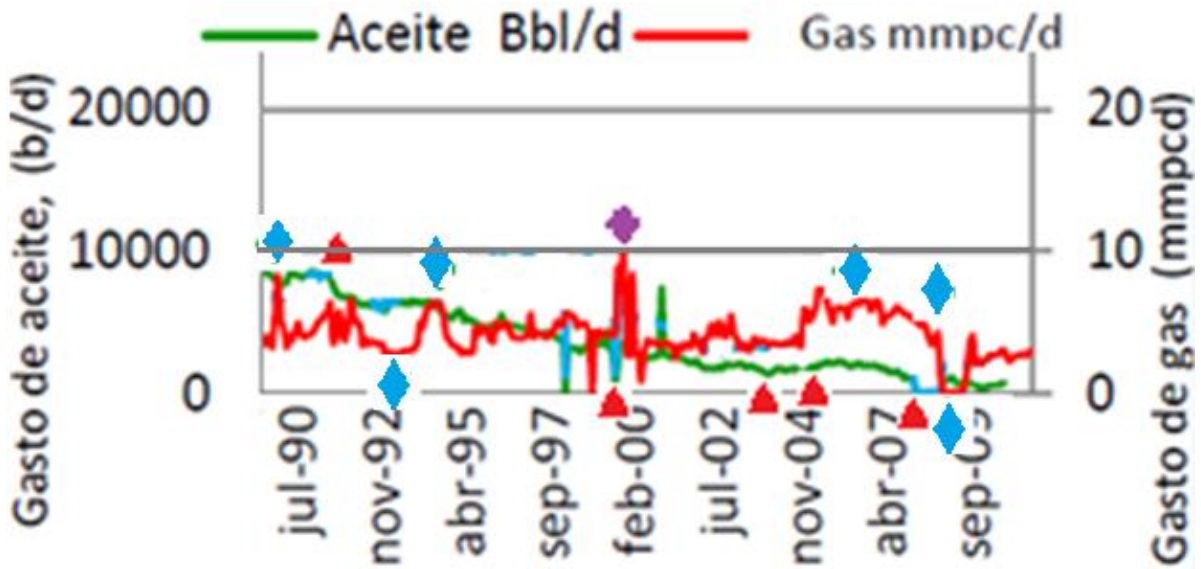


Fuente: PEMEX PEP. Área Pánuco, campos maduros Región Norte. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2011.

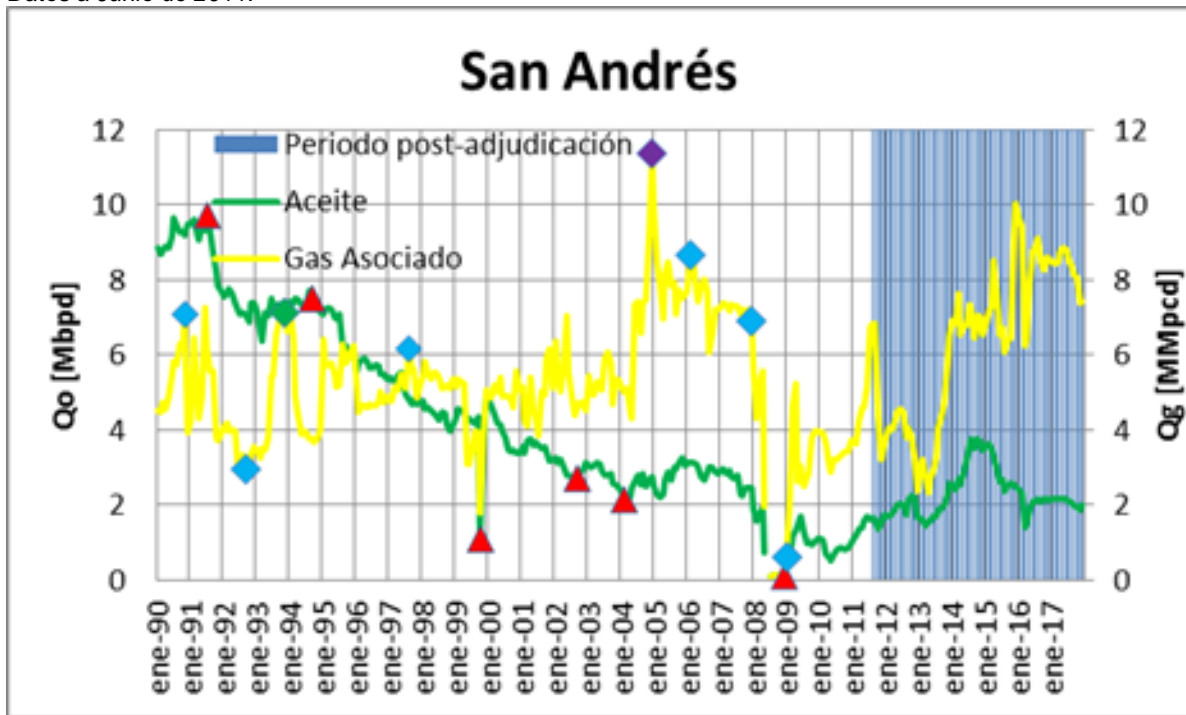


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área San Andrés.

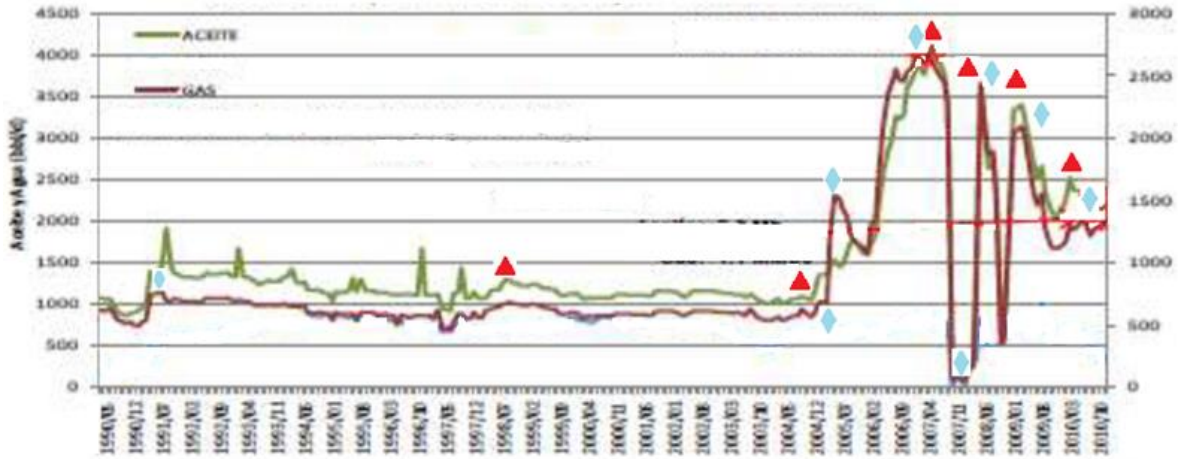


Fuente: PEMEX PEP. Área San Andrés, campos maduros Región Norte. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2011.

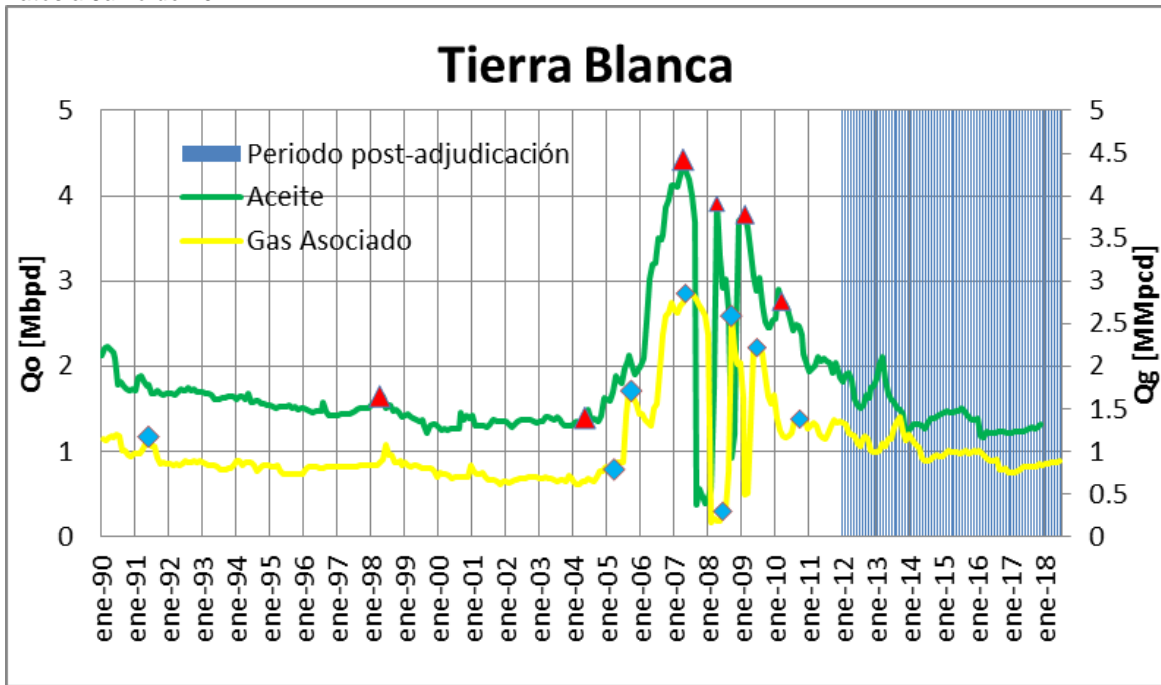


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Tierra Blanca



Fuente: PEMEX PEP. Área Tierra Blanca, campos maduros Región Norte. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2011.

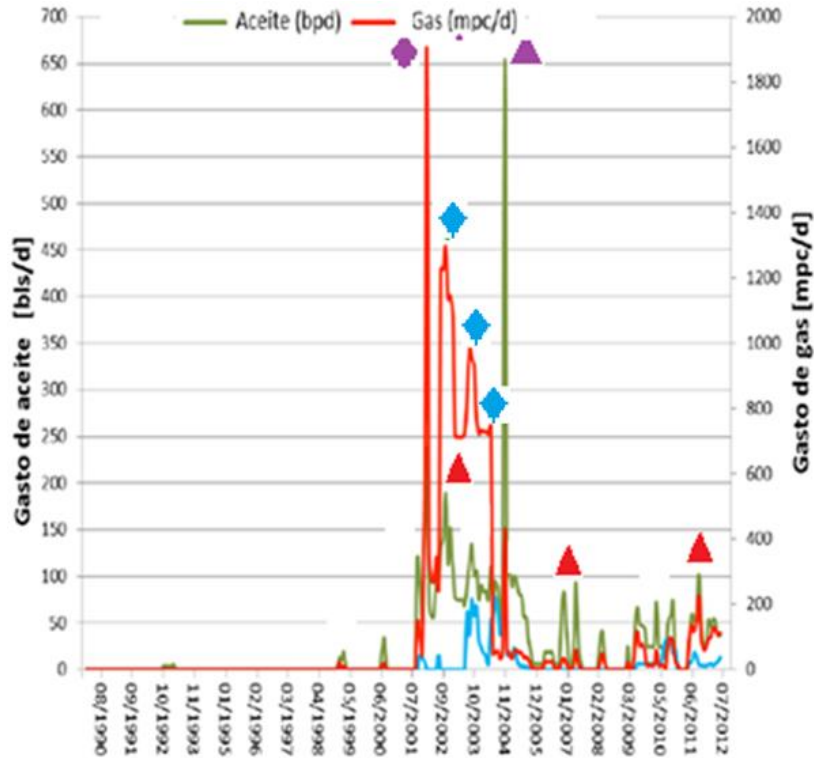


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

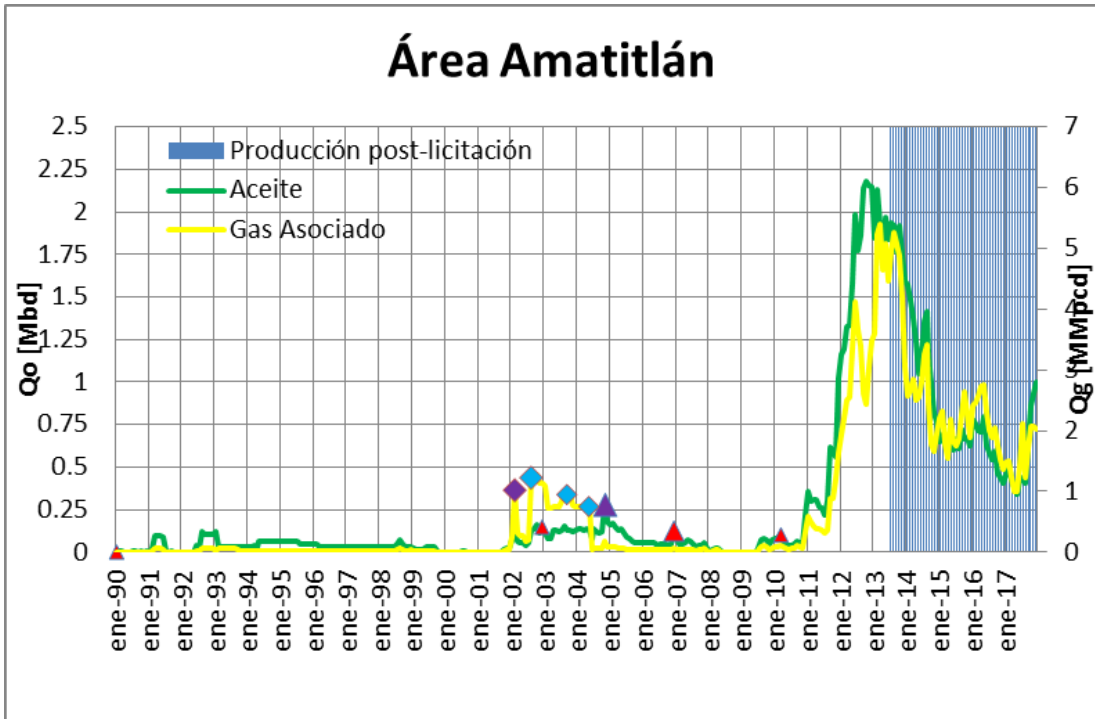
ANEXO 2.3. Chicontepec.

Históricos de Producción.

- Área Amatitlán.

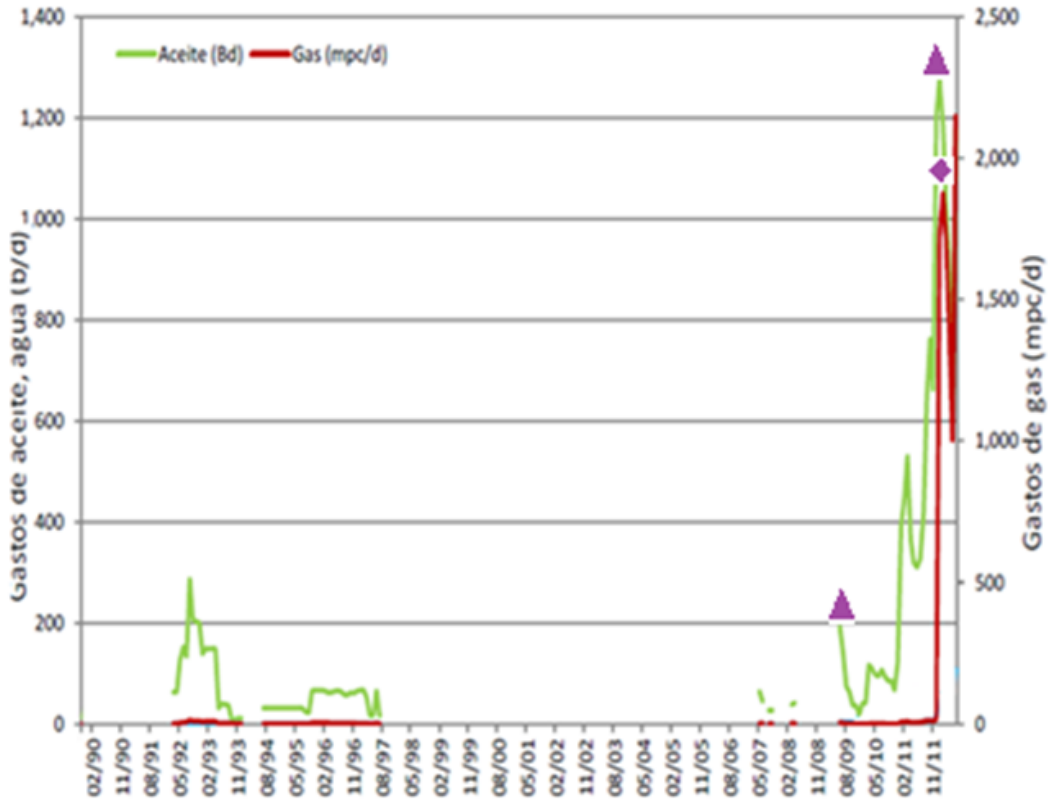


Fuente: PEMEX PEP. Área Amatitlán, campos maduros Chicontepec. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2012.

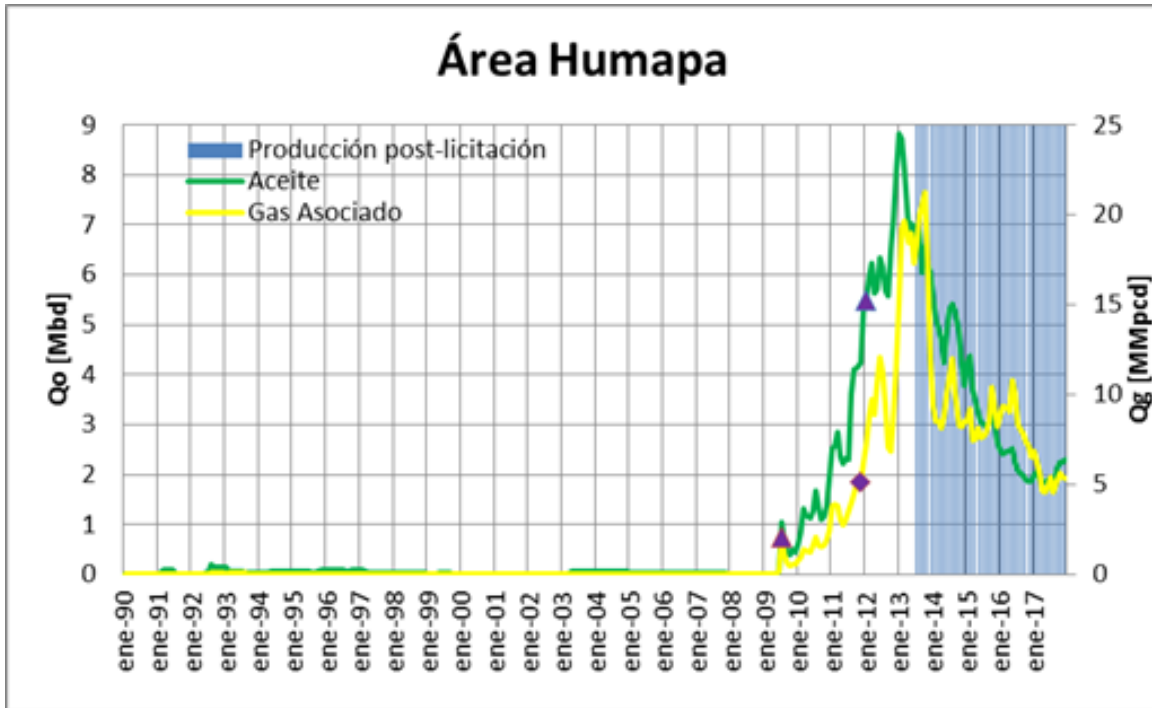


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Humapa.

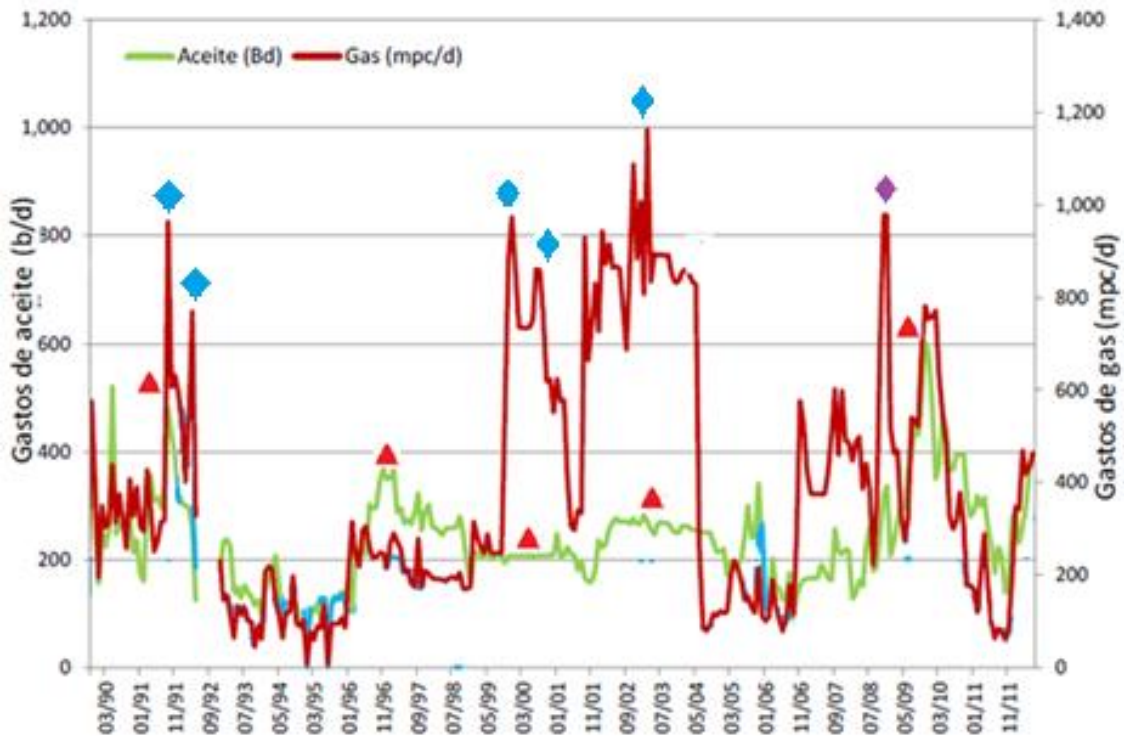


Fuente: PEMEX PEP. Área Humapa, campos maduros Chicontepec. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2012.

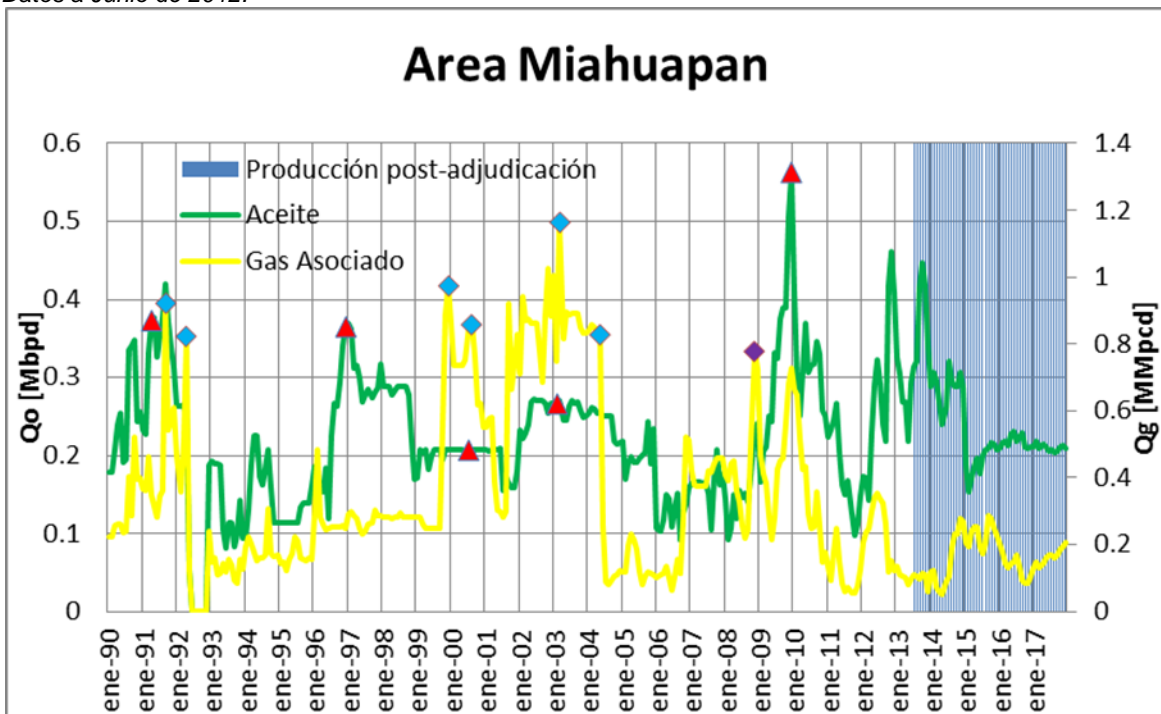


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Miahuapan.

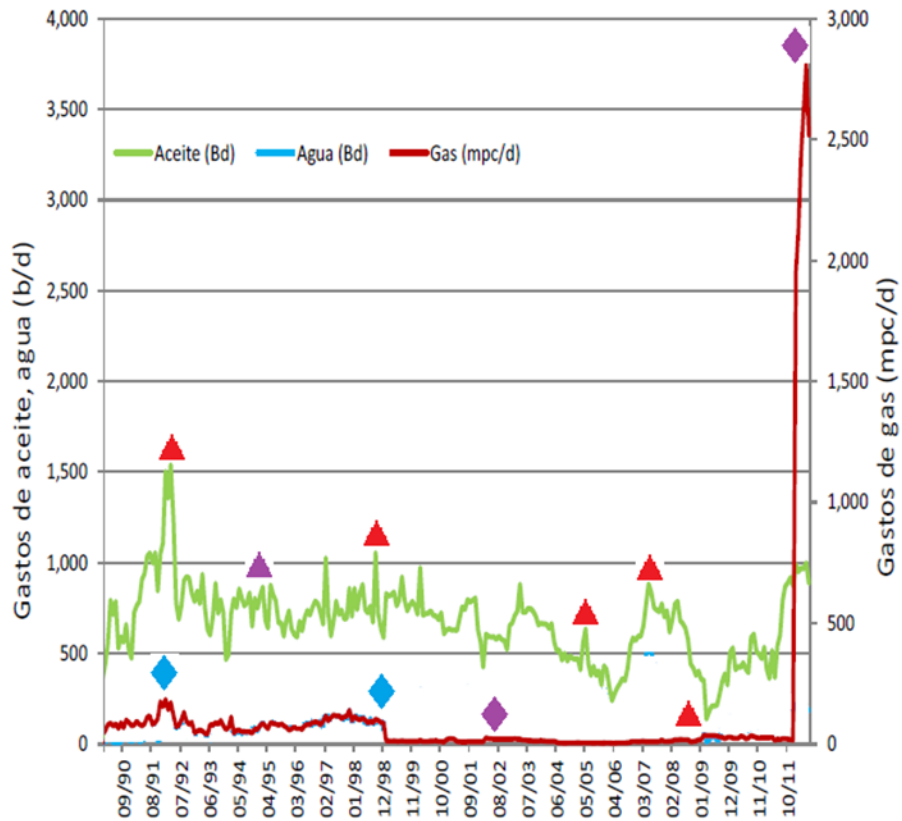


Fuente: PEMEX PEP. Área Miahuapan, campos maduros Chicontepec. Resumen Ejecutivo. Datos a Junio de 2012.

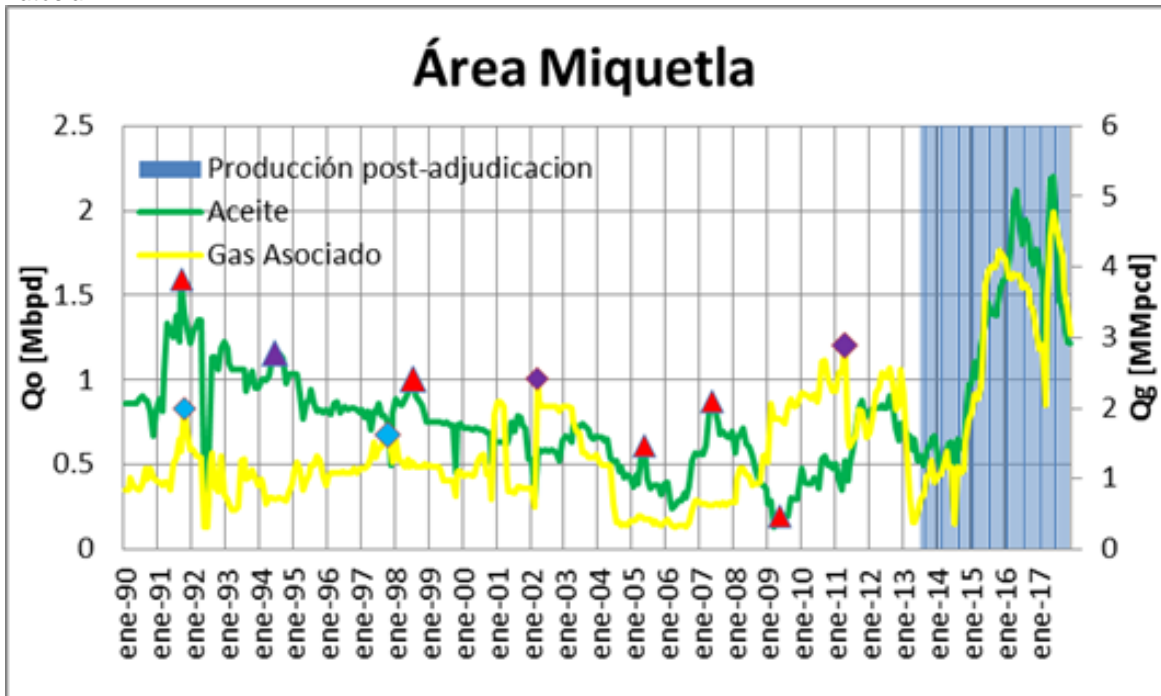


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Miquetla

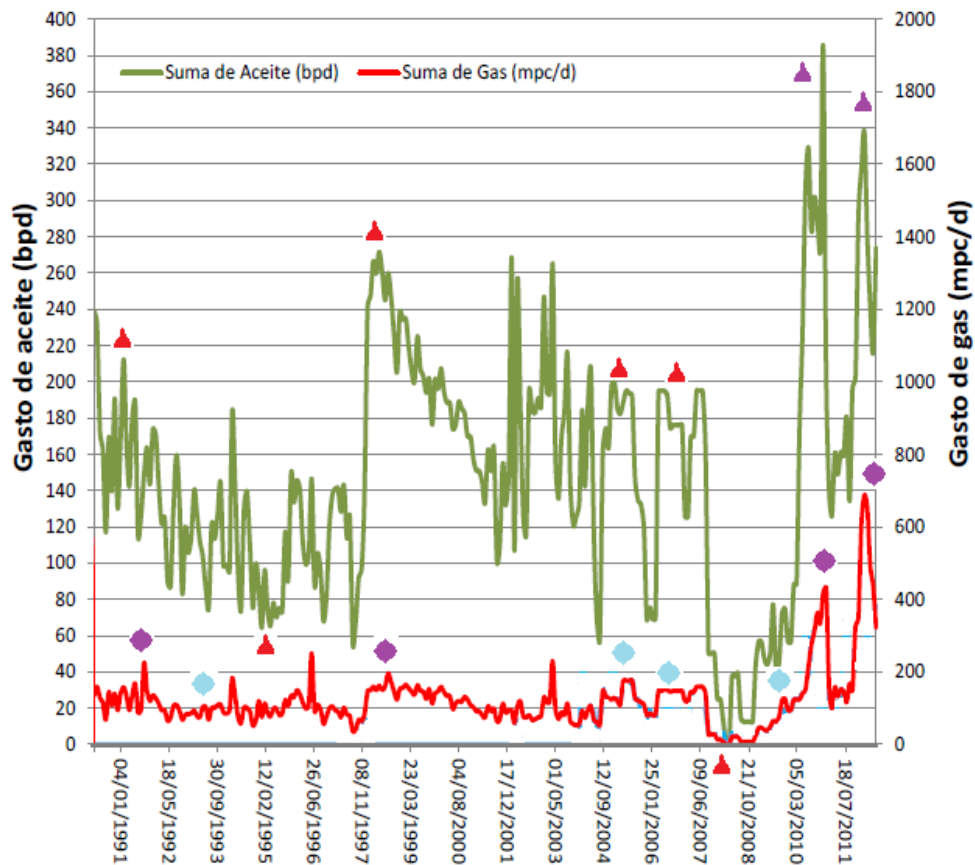


Fuente: PEMEX PEP. Área Miquetla, campos maduros Chicontepec. Resumen Ejecutivo. Datos a.

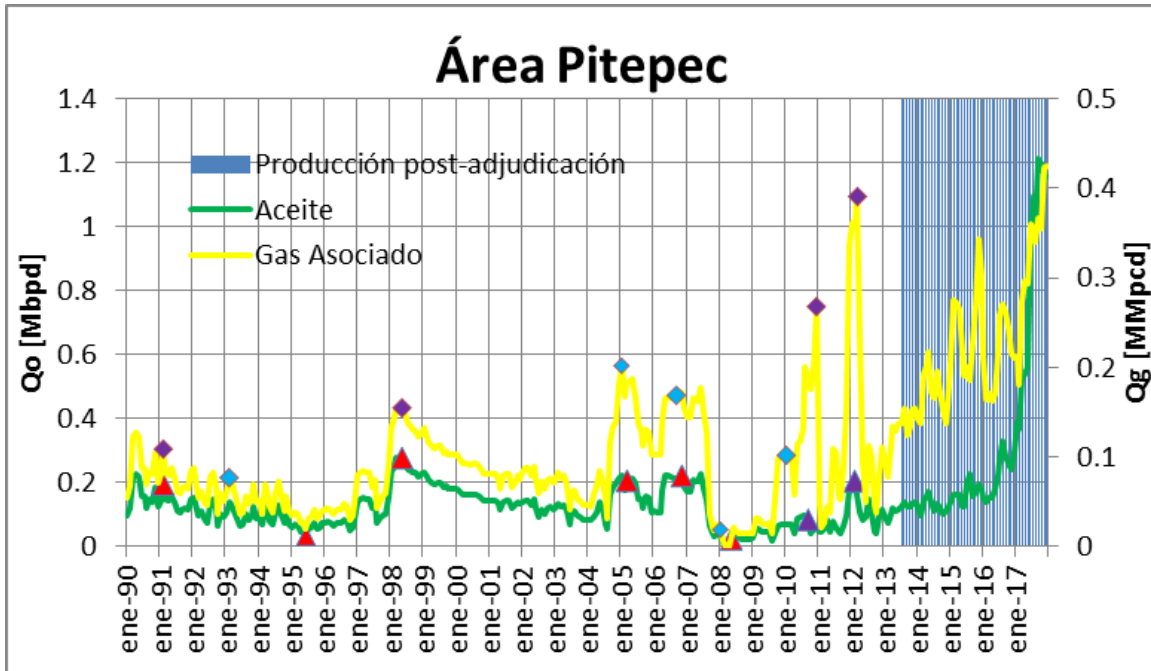


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Pitepec.

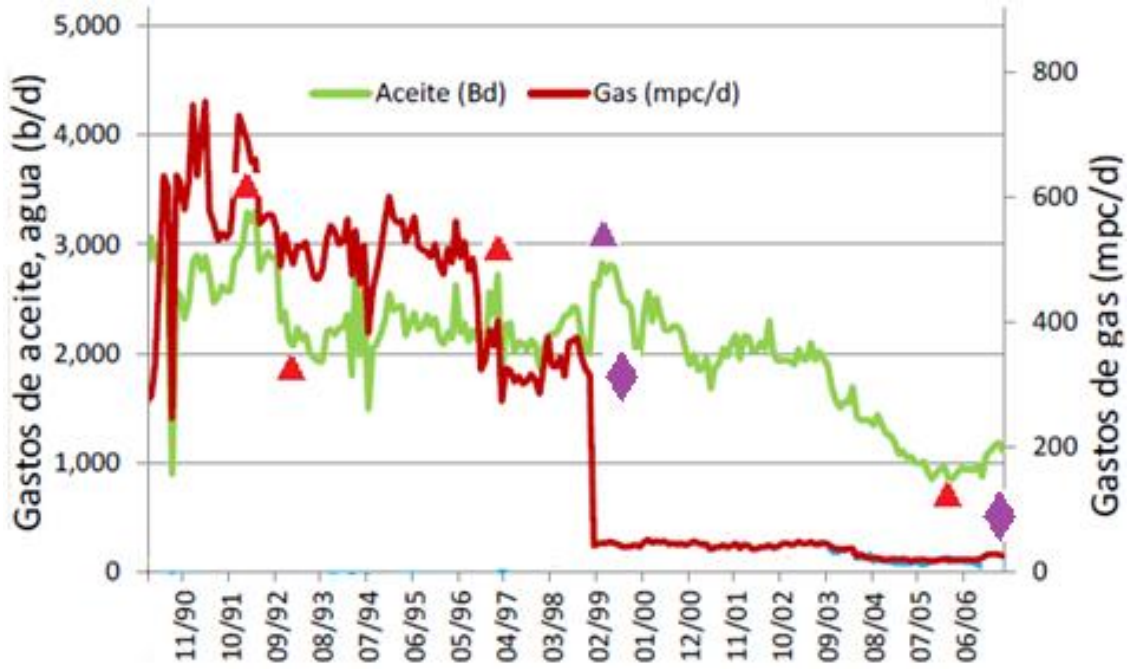


Fuente: PEMEX PEP. Área Pitepec, campos maduros Chicontepec. Resumen Ejecutivo. Datos a.

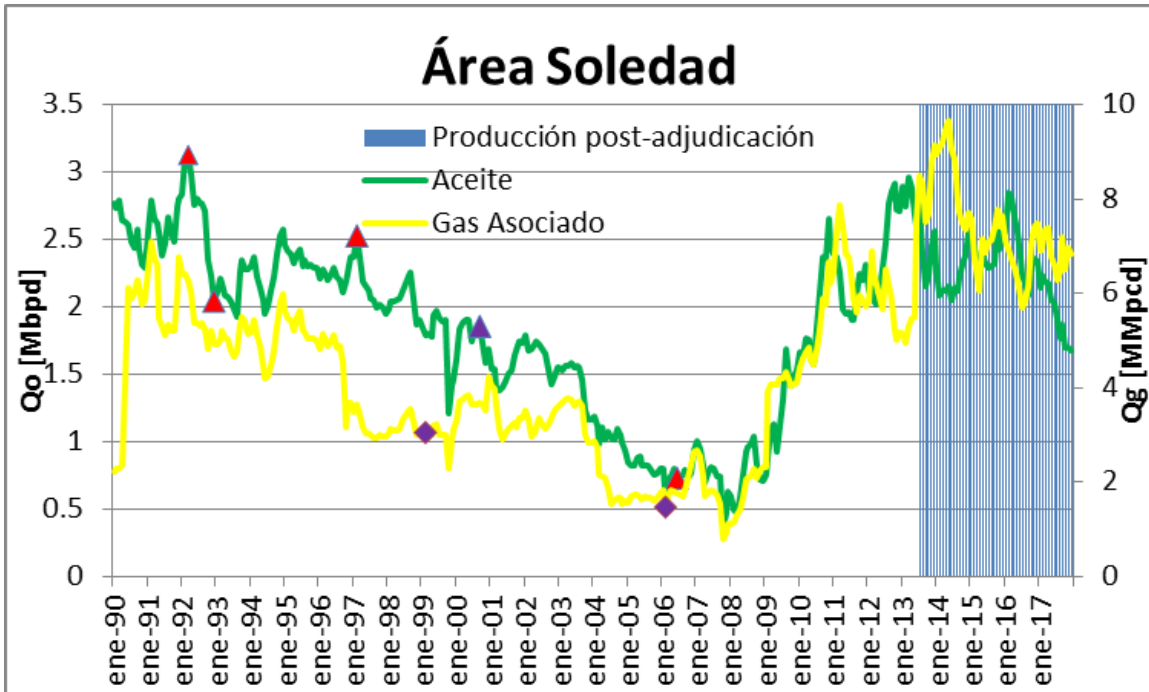


Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

- Área Soledad



Fuente: PEMEX PEP. Área Soledad, campos maduros Chicontepec. Resumen Ejecutivo. Datos a.



Fuente: Elaboración propia con datos del CNIH.

ANEXO 3. RONDAS

ANEXO 3.1. Ronda 1. Operadores que firmaron el contrato de las áreas adjudicadas.

	Área	Operador	Modalidad	Fecha efectiva
R01-L01-2014	A2	Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. En consorcio con: Sierra Oil & Gas Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V. Y Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V.	Producción compartida	4 de Septiembre de 2015
	A7	Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. En consorcio con: Sierra Oil & Gas Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V. Y Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V.	Producción compartida	
R01-L02-2015	A1	ENI México, S. de R.L. de C.V	Producción compartida	30 de Noviembre de 2015
	A2	Hokchi Energy, S.A. de C.V. Y E&P hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.	Producción compartida	
	A4	Fieldwood Energy E&P Mexico, S. de R.L. Y Petrobal Upstream Delta 1, S.A de C.V.	Producción compartida	
R01-L03-2015	A1. Barcodón	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	10 de Mayo de 2016
	A2. Benavides-Primavera	Consortio Petrolero 5M Del Golfo, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	
	A3. Calibrador	CMM Calibrador, S.A. de C.V.	Licencia	
	A4. Calicanto	Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	
	A5. Carretas	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	
	A6. Catedral	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	
	A7. Cuichapa-Poniente	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	Licencia	
	A8. Dunas	Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	
	A9. Fortuna Nacional	Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V.	Licencia	
	A10. La Laja	Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	
	A11. Malva	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	Licencia	
	A12. Mareógrafo	Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.	Licencia	
	A13. Mayacaste	Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	Licencia	
	A14. Moloacán	Canamex Energy Holdings, S.A.PI. de C.V.	Licencia	
	A15. Mundo Nuevo	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	Licencia	
	A16.	Roma Energy México, S. de R.L. de C.V.	Licencia	

	Paraíso				
	A17. Paso de Oro	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	Licencia		
	A18. Peña Blanca	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V	Licencia		
	A19. Pontón	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	Licencia		
	A20. Ricos	GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	Licencia		
	A21. San Bernardo	Strata CR, S.A.P.I. de C.V.	Licencia		
	A22. Secadero	Secadero Petróleo y Gas, S.A. de C.V.	Licencia		
	A23. Tajón	Perseus Tajón, S.A. de C.V.	Licencia		
	A24. Tecolutla	Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.	Licencia		
	A25. Topén	Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V.	Licencia		
	R01-L04/2015	Cinturón Plegado Perdido	A1	China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V.	Licencia
A2			Total E&P México, S.A. de C.V. Y Exxonmobil Exploración Y Producción México, S. de R.L. de C.V	Licencia	
A3			Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. Y Pemex Exploración y Producción E Inpex E&P Mexico, S.A. de C.V.	Licencia	28 de Febrero de 2017
A4			China Offshore Oil Corporation E&P Mexico, S.A.P.I. de C.V	Licencia	
Cuenca Salina		A1	Statoil E&P México, S.A. de C.V. Y BP Exploration México, S.A. de C.V., Y Total E&P México, S.A. de C.V.	Licencia	10 de Marzo de 2017
		A3	Statoil E&P México, S.A. de C.V. Y BP Exploration Mexico, S.A. de C.V., y Total E&P Mexico, S.A. de C.V.	Licencia	
		A4	PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V., Y Sierra Coronado E&P, S. de R.L. de C.V.	Licencia	
		A5	Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. Y Ophir Mexico Block 5 Salina, S.A. de C.V. Y PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. Y Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.	Licencia	

ANEXO 3.2. Ronda 2. Operadores que firmaron el contrato de las áreas adjudicadas.

	Área	Operador	Modalidad
R02-L01-2016	A2	DEA Deutsche Erdoel AG En consorcio con: Pemex Exploración y Producción	Producción compartida
	A6	PC Carigali México Operations S.A. de C.V. En consorcio con: Ecopetrol Global Energy, S.L.	Producción compartida
	A7	Eni México S. de R.L. de C.V. ² En consorcio con: Capricorn Energy Limited Y Citla Energy E&P S.A.P.I de C.V	Producción compartida
	A8	Pemex Exploración y Producción En consorcio con: Ecopetrol Global Energy, S.L	Producción compartida
	A9	Capricorn Energy Limited En consorcio con: Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V.	Producción compartida
	A10	Eni México, S. de R.L. de C.V.	Producción compartida
	A11	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. En consorcio con: Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V.	Producción compartida
	A12	Lukoil International Upstream Holding, B.V.	Producción compartida
	A14	Eni México S. de R.L. de C.V En consorcio con: Citla Energy E&P S.A.P.I de C.V	Producción compartida
	A15	Total E&P México, S.A. de C.V En consorcio con: Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.	Producción compartida
	R02-L02-2016	A1	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. En consorcio con: Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.
A4		Sun God Energía de México, S.A. de C.V. En consorcio con: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.
A5		Sun God Energía de México, S.A. de C.V. En consorcio con: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.
A7		Sun God Energía de México, S.A. de C.V. En consorcio con: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.
A8		Sun God Energía de México, S.A. de C.V. En consorcio con: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.

	A9	Sun God Energía de México, S.A. de C.V. En consorcio con: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.	
	A10	Sun God Energía de México, S.A. de C.V. En consorcio con: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.	
R02-L03.2016	A1	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. En consorcio con: Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.	Licencia.	
	A2	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. En consorcio con: Verdad Exploration Mexico LLC	Licencia.	
	A3	Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. En consorcio con: Verdad Exploration Mexico LLC	Licencia.	
	A4	Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. En consorcio con: Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.	Licencia.	
	A5	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.	
	A6	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd En consorcio con: Sicoval MX, S.A. de C.V. Y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de	Licencia.	
	A7	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.	
	A8	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.	
	A9	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.	
	A10	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd En consorcio con: Sicoval MX, S.A. de C.V. Y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de	Licencia.	
	A11	Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd En consorcio con: Sicoval MX, S.A. de C.V. Y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de	Licencia.	
	A12	Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.	Licencia.	
	A13	Carso Oil and Gas, S.A. de C.V.	Licencia.	
	A14	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.	Licencia.	
R02-L04-	Área Perdido.	A2	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. En consorcio con: Pemex Exploración y Producción	Licencia.
		A3	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V. En consorcio con: Qatar Petroleum International Limited	Licencia.

		A4	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V. En consorcio con: Qatar Petroleum International Limited	Licencia.
		A5	Pemex Exploración y Producción	Licencia.
		A6	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V. En consorcio con: Qatar Petroleum International Limited	Licencia.
		A7	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V. En consorcio con: Qatar Petroleum International Limited	Licencia.
	Cordilleras Mexicanas	A10	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. En consorcio con: PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. Y Ophir Mexico Limited	Licencia.
		A12	PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. En consorcio con: Ophir Mexico Limited Y PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V.	Licencia.
		A14	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. En consorcio con: PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.	Licencia.
		A18	Pemex Exploración y Producción	Licencia.
	Cuenca salina.	A20	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V.	Licencia.
		A21	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V.	Licencia.
		A22	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. En consorcio con: Pemex Exploración y Producción Y Inpex E&P México, S.A. de C.V.	Licencia.
		A23	Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V.	Licencia.
		A24	Eni México, S. de R.L. de C.V. En consorcio con: Qatar Petroleum International Limited	Licencia.
		A25	PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.	Licencia.
A26		PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V.	Licencia.	
A28		Shell Exploración y Extracción de Mexico, S.A. de C.V.	Licencia.	
A29	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. En consorcio con: PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. Y Sierra Nevada E&P, S. de R.L. de C.V. Y PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V.	Licencia.		

BIBLIOGRAFÍA.

- Gerencia de Evaluación e Información de la Subdirección de Planeación y coordinación de Petróleos Mexicanos. (1989-2016). *Anuario Estadístico*. México DF.
- Servicio Geológico Mexicano. (2017). *Históricos precios diarios petróleo WTI, Brent y MME*. Recuperado del sitio http://www.sgm.gob.mx/Web/SINEM/energeticos/wti_brent_mme.html#mensual
- Auditoría Superior de la Federación. *Informe de Resultado de la Revisión y Fiscalización de la Cuenta Pública 2007*, Tomo VII, Volumen 3, Sector Energía, México DF, 623 págs.
- Auditoría Superior de la Federación, *Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2010*, Grupo Funcional Desarrollo Económico, Sector Energía, DE-154, México DF, 47 págs.
- Rodríguez, P. V. (Diciembre 2010). Contratos de servicios múltiples en Pemex: eficacia, eficiencia y rentabilidad. *Revista Latinoamericana de Economía*, (41), p. 119-140.
- De la Vega, A. El gas de lutitas (Shale gas) en México. Recursos, exploración, usos, impactos. *ECONOMIAunam*, 12 (34), 79-105.
- Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos. (2009). *Memoria de labores 2008*. México DF. 48-50.
- Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos. (2013). *Memoria de labores 2012*. México DF. 53-54.
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, H. Cámara de Diputados, LX Legislatura. (2008). Puntos Relevantes de la Reforma Energética.
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, H. Cámara de Diputados, LX Legislatura. (2008). La Reforma al Sector Energético en México: la propuesta del Ejecutivo y la Reforma Aprobada por el Legislativo.
- Gutiérrez, R. Reformas estructurales de México en el sexenio de Felipe Calderón: la energética. *ECONOMIAunam*, 11 (32), 32-58.
- Pemex (2011). Información pública para la licitación de la primera ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción: *Campos Maduros Región Norte*. Recuperado del sitio http://contratos.pemex.com/antiores/region_norte/Paginas/default.aspx
- Pemex (2011). Información pública para la licitación de la segunda ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción: *Campos Maduros Región Sur*. Recuperado del sitio http://contratos.pemex.com/antiores/region_sur/Paginas/default.aspx
- Pemex (2011). Información pública para la licitación de la tercera ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción: *Chicontepepec tercera ronda*. Recuperado del sitio <http://contratos.pemex.com/antiores/chicontepepec/Paginas/default.aspx>
- Farrera, M. (2014). *Evaluación de la tercera ronda de Contratos Integrales de Exploración y Producción en Chicontepepec*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria.
- Hernández, J. (2015). Ronda Uno y aspectos relevantes del modelo de contrato. *Energía a debate*. 11(66), 8-10.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018). *Sistema de Información de Hidrocarburos*. Recuperado del sitio <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/SIH/?redirected=1>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018). *Tableros interactivos. Producción de petróleo y gas*. Recuperado del sitio <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboards.php>
- Rondas México (2018). *Rondas 1 y 2*. Recuperado del sitio <https://rondasmexico.gob.mx/>
- Pemex (2014). Reforma Energética en México y PEMEX como Empresa Productiva del Estado.
- Secretaría de energía (2014) Migración de contratos de servicios.