



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



**GOBIERNO  
FEDERAL**

# **DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN COATZACOALCOS MARINO**

**MAYO 2012**

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RESUMEN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>5</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>10</b>
<b>IV. RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>	<b>16</b>
A) UBICACIÓN. ....	16
B) OBJETIVO .....	17
C) ALCANCE. ....	17
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	21
E) INDICADORES ECONÓMICOS .....	22
<b>V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN .....</b>	<b>25</b>
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	26
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	29
<b>VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD .....</b>	<b>30</b>
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS .....	30
i. <i>Análisis de alternativas.</i> .....	30
ii. <i>Formulación del proyecto</i> .....	31
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA. ....	31
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i> .....	31
ii. <i>Volumen y Reservas de Hidrocarburos</i> .....	32
iii. <i>Ingeniería de Yacimientos.</i> .....	34
iv. <i>Intervenciones a Pozos.</i> .....	35
v. <i>Productividad de Pozos.</i> .....	35
vi. <i>Instalaciones Superficiales.</i> .....	36
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i> .....	39
C) ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	40
D) ASPECTOS AMBIENTALES .....	42
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	47
<b>VII. CONCLUSIONES.....</b>	<b>51</b>
<b>VIII. DICTAMEN .....</b>	<b>52</b>
<b>IX. OPINIÓN.....</b>	<b>55</b>

## I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.

El proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de explotación desarrollado por el Activo Integral Litoral de Tabasco, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras 272, 281 y 282, que la SENER considera como áreas 087-57, 086-58 y 087-58, mediante oficio No. PEP-SRMSO-004/2011 del 28 de febrero de 2011 y recibido en la SENER el 25 de marzo de 2011.

El dictamen del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino fue elaborado en el marco de lo dispuesto por el artículo 12 y el régimen transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), y con base en éste, se emite la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

Para la elaboración del dictamen la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Pemex-Exploración y Producción (PEP), así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.DGAEEH.006-11 de fecha 30 de marzo de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, por el que esa dependencia remite la siguiente información:
  - Información técnico-económica del proyecto.
  - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, recibido el 28 de enero de 2011, relacionado a la clase de costos del proyecto.
3. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero de 2011, por el que PEP da respuesta al Oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía dos discos compactos con los archivos electrónicos de la información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
4. Oficio SPE-369/2011 recibido el 28 de junio de 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación. Así como el Oficio SPE-118/2012 recibido en la CNH el 5 de marzo de 2012, relacionado con los perfiles de producción por campo para los proyectos de explotación.
5. Oficio SPE-247-2012, recibido el 30 de abril de 2012, por el cual PEP envía la información actualizada del proyecto, atendiendo a los compromisos establecidos en la minuta de la junta de trabajo del 20 de septiembre de 2011 que fue recibida por Pemex el 29 de septiembre y posteriormente enviada para recordatorio a la SENER el 7 de diciembre de 2011.

La información presentada por PEP, así como los requerimientos de información adicional de la CNH se ajustaron a los índices de información y contenidos para la evaluación de los proyectos de explotación de hidrocarburos aprobados por el Órgano de Gobierno de la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10, consistentes en:

- a. Datos generales del proyecto.
- b. Descripción técnica del proyecto.
- c. Principales alternativas.
- d. Estrategia de desarrollo y producción.
- e. Información económico financiera del proyecto.
- f. Plan de ejecución del proyecto.
- g. Seguridad industrial.
- h. Medio ambiente.

## II. Resumen del dictamen

En términos del artículo 12 de la Resolución CNH.09.001/10 de la Comisión, el análisis realizado por la Comisión a los principales componentes presentados por PEP se resume de la siguiente manera:

- ***Estrategia de explotación***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de explotación, PEP debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, PEP presentó la evaluación de tres alternativas; sin embargo, debe documentar en su proyecto el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- a) Explotación submarina.
- b) Sistemas artificiales de producción.
- c) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- d) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- e) Abandono de pozos.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación óptima de un plan de desarrollo.

- ***Ingeniería de yacimientos***

Derivado de la información proporcionada por PEP, esta Comisión estima que el organismo descentralizado debe actualizar su modelo estático y dinámico, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas que queden sin drenar para llevar a cabo un mejor proceso de ubicación de pozos y /o la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación para el aceite de 16.9 % y para el gas de 17.6% en un horizonte de planeación a 36 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

- ***Volumen original***

La Comisión considera necesario que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.

- ***Seguridad Industrial***

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 14J y API RP 75.

Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

- ***Ambiental***

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en los siguientes proyectos ambientales: “Crudo Ligero Marino Fase 3” para la componente de explotación y el “Proyecto Kuchkabal” para la fase exploratoria.

Las áreas 087-57, 086-58 y 087-58 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Es obligación de Pemex verificar que las autorizaciones otorgadas por la SEMARNAT cubran las áreas en donde se desarrollan y desarrollarán las actividades, así como el tipo y la cantidad de las mismas.

- **Opinión y Conclusiones**

Derivado del análisis del proyecto presentado por Pemex, se dictamina el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino como no favorable, principalmente por las siguientes razones:

1. Los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no son consistentes con las cifras que PEP ha remitido para sustentar sus estimaciones de reserva. Se presentan grandes diferencias en las diferentes estimaciones. Es necesario que los pronósticos sean revisados y ajustados conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas.

Figura 1. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.

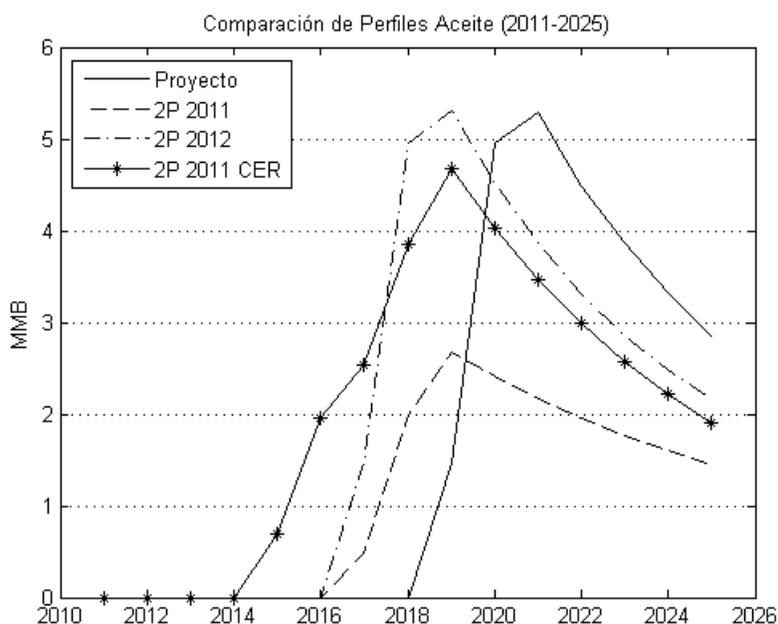
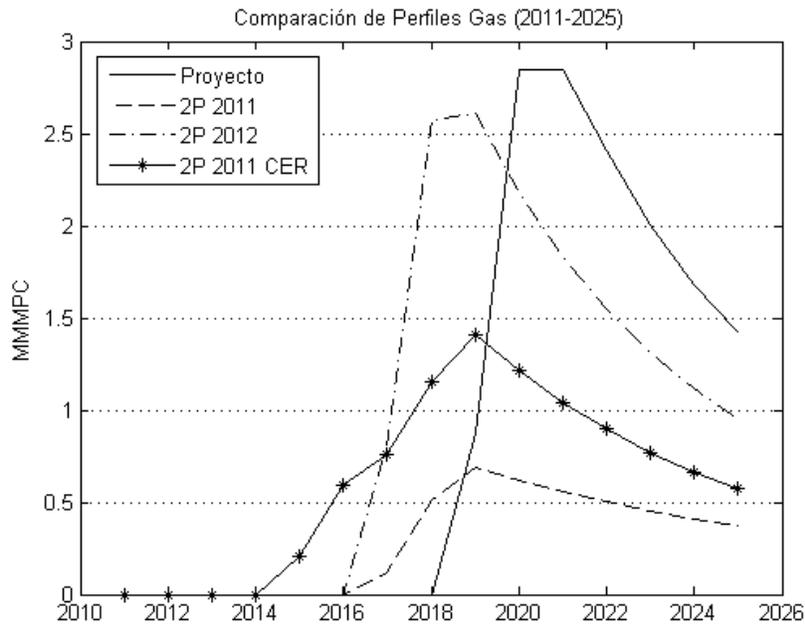


Figura 2. Perfiles de Producción de gas, proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.



Nomenclatura:

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2011.

2P 2012: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2012.

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero de 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2012.

Notas:

- 1) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
- 2) Los valores de Gas 2P 2011 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2011) corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2012 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
- 4) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
- 5) Los certificadores de reservas sólo revisan algunos campos, dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos certificados.

2. No presentan los resultados de una alternativa de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre explotación submarina, sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto. Situación que puede ser realizada debido a que el proyecto tiene contemplado iniciar las inversiones en el año 2015.

En este sentido la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino en la que sean tomadas en cuenta las observaciones contenidas en el presente documento.

### III. Mandato de la CNH

La Comisión es un órgano desconcentrado de la SENER que tiene como objeto fundamental, en términos del artículo 2o. de la Ley que la creó, regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Para la consecución de su objeto, el artículo 3o. de su Ley dispone que habrá de procurar que los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos se realicen buscando elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural, en condiciones económicamente viables; la restitución de las reservas de hidrocarburos, la utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos, la protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial, y la reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su extracción.

En materia de asignaciones de área para la exploración y explotación de hidrocarburos, la Comisión se rige, entre otras, por las siguientes disposiciones:

- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras. Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.*
- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...)* “VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para

*exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos*”.

- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

*Artículo 2º: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.*

*Artículo 4º: “Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo siguiente:*

- VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorque la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;*
- XI. Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;*
- XV. Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.*

- El Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, señala lo siguiente:

*“Artículo 12.- En cualquier tiempo, Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios podrán solicitar una Asignación Petrolera o la modificación de una existente. A las solicitudes correspondientes deberán adjuntarse:*

*...*

*III. El dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y*

*...*

*Artículo 14.- La Secretaría, escuchando la opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y del organismo descentralizado que corresponda, podrá otorgar una Asignación Petrolera o modificar una existente para la realización de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, a fin de dar cumplimiento a la política energética del país.*

*...”*

- El artículo Décimo Transitorio del Reglamento de la Ley de Pemex dispone que *“Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del reglamento, en los siguientes casos: I. Proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva [...], y II. Proyectos que estén en fase de definición...”*

A este respecto, el último párrafo del artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que *“los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a la consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables”*.

Al respecto, el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras, en los siguientes términos:

*“**TERCERO.-** Todos los contratos celebrados y las autorizaciones, permisos y demás actos jurídicos que se hayan concedido con fundamento en el reglamento de la Ley Reglamentaria que se abroga, de conformidad con el artículo transitorio anterior, se mantendrán vigentes en todo aquello que no presente una contradicción con lo establecido en las disposiciones de este ordenamiento.*

*Las solicitudes de asignaciones, permisos y autorizaciones que se encuentren en trámite a la entrada en vigor del presente reglamento, se resolverán conforme a las disposiciones jurídicas vigentes al inicio del procedimiento correspondiente.*

***CUARTO.-** Para los efectos del artículo transitorio anterior, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios dentro del plazo de un año contado a partir de la fecha de entrada en vigor de este reglamento, revisarán los contratos, autorizaciones, permisos y actos jurídicos antes referidos, con el objeto de modificarlos, sustituirlos o solicitar su modificación o*

*sustitución, por otros que guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, si así procede.*

**QUINTO.-** *En materia de asignaciones petroleras:*

*I. Se tendrán por revocadas aquellas en las que Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no hayan realizado actividades o ejercido los derechos consignados en las mismas durante los tres años anteriores a la entrada en vigor del presente reglamento, salvo aquellas en que los Organismos Descentralizados tengan programas y proyectos de inversión autorizados o en proceso de autorización o aquellas en que habiendo solicitado el ejercicio de los recursos durante el presente ejercicio fiscal y previo a la publicación de este reglamento, éstos no hayan sido autorizados, lo cual deberán manifestar a la Secretaría en un plazo de noventa días naturales;*

*II. Aquéllas que no se tengan por revocadas conforme a la fracción anterior y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años contados a partir de la fecha de entrada en vigor del presente reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.*

*Para la citada revisión los Organismos Descentralizados deberán presentar la información necesaria en los términos del presente ordenamiento, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan, y*

*III. Las que conforme a las fracciones anteriores se mantengan vigentes pero Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no expresen interés por ejercer los derechos respectivos, se tendrán también por revocadas.”*

Para dar atención al régimen transitorio mencionado, SENER, la Comisión y Pemex establecieron un calendario de revisión de las asignaciones petroleras otorgadas con anterioridad a la

expedición del RLR27, agrupándolas por proyecto, a efecto de modificarlas, o en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Por lo que esta Comisión es competente para:

- a) Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la SENER, así como sus modificaciones sustantivas;
- b) Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas a que se refiere el artículo 5o. de dicha Ley Reglamentaria, y
- c) Revisar las asignaciones petroleras no revocadas, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones jurídicas aplicables en vigor.

Por otro lado, de conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Resolución CNH.06.002/09), la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:

*“Artículo 51. Se considera que un proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos presenta una modificación sustantiva, cuando exista alguna de las siguientes condiciones:*

- I. Modificación en el alcance del proyecto: cuando el proyecto por el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.*
- II. Modificación debida a condiciones ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto debido a regulaciones externas o internas.*
- III. Modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión.*
- IV. Variaciones en el avance físico-presupuestal del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- V. Variación en el programa de operación del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- VI. Modificaciones en el Título de Asignación de la Secretaría.*
- VII. Variación del monto de inversión, de conformidad con los siguientes porcentajes:*

<b>Monto de Inversión (Pesos constantes)</b>	<b>Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)</b>
Hasta mil millones de pesos	25%
Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos	15%
Mayor a 10 mil millones de pesos	10%

*“Artículo 52. El proceso de revisión de los términos y condiciones de una asignación, así como de las modificaciones sustanciales, o de la sustitución de los proyectos en curso, de conformidad con el Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, puede ser iniciado por parte de la Secretaría, de PEMEX, o bien de la Comisión.*

*Lo anterior, sin detrimento de que esta Comisión, al ejercer sus facultades de verificación y supervisión, considere la existencia de una modificación sustantiva, en términos de lo dispuesto en las fracciones VI, VII, VIII, XI, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.”*

Específicamente para los proyectos a los que hace referencia el régimen transitorio del RLR27, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.03.001/10, en la que se determinan los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos.

Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por las disposiciones transitorias del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de la Resolución CNH.06.002/09 antes referida.

Con base en lo anteriormente señalado, la Comisión dictamina técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos para estar en posibilidad de emitir una opinión respecto las asignaciones de área contempladas para las actividades descritas en dicho proyecto, de manera previa a que la Secretaría modifique o en su caso, sustituya los títulos de asignaciones que correspondan.

## IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante Oficio No. SPE-247-2012, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino, con el cual la Comisión emite su dictamen.

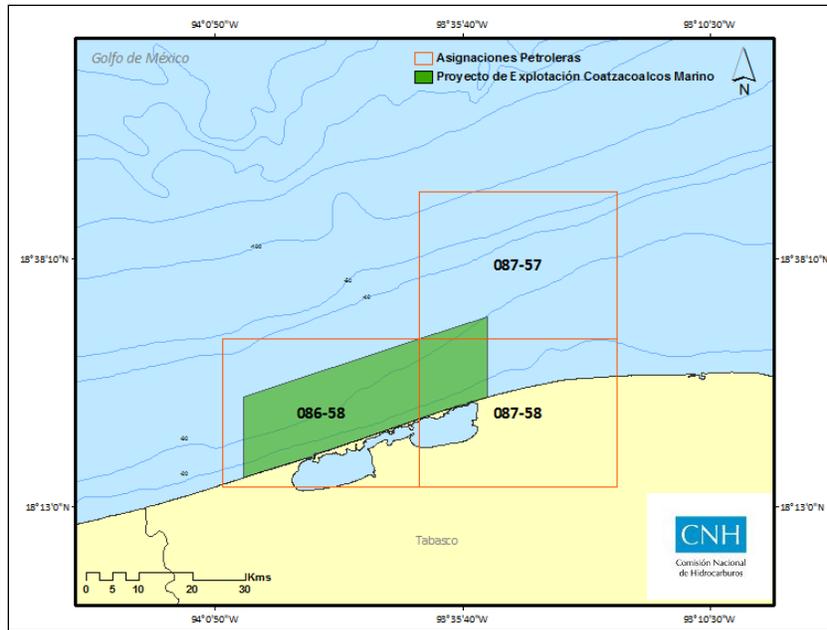
### *a) Ubicación.*

Geográficamente el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino se localiza en aguas territoriales en la Plataforma Continental del Golfo de México en tirantes de agua de 15 a 28 m de profundidad, frente a la línea limítrofe de los estados de Veracruz y Tabasco y lo conforman dos campos, Amoca y Tecoalli.

Figura 3.

El campo Amoca se ubica aproximadamente a 61 km al N70°E del Puerto de Coatzacoalcos, Veracruz, y a 5 km de la línea de costa frente a la Laguna de Sánchez Magallanes; mientras que el campo Tecoalli se localiza aproximadamente a 55 km al noroeste de la Terminal Marítima Dos Bocas. Geológicamente, se encuentran en la prolongación hacia el mar de la Cuenca Salina de Istmo, la cual se caracteriza por tener campos productores de hidrocarburos en estructuras asociadas a intrusiones de cuerpos salinos.

Figura 3. Ubicación del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.



## b) Objetivo

El proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino tiene como objetivo maximizar el valor económico de las reservas probadas más probables (2P) de los campos Amoca y Tecoailli, con el fin de extraer 46.1 millones de barriles de aceite y 22.5 miles de millones de pies cúbicos de gas (51.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente) en el periodo 2015-2020.

## c) Alcance.

El proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino realizará la perforación de 7 pozos de desarrollo, la recuperación de un pozo exploratorio, la instalación de 2 estructuras marinas, la construcción de 46.6 km de ductos, así como la implementación de un sistema artificial de producción con bombeo neumático (BN), con una inversión de 9,183 millones de pesos.

Para el desarrollo del proyecto, Pemex analizó y evaluó tres alternativas:

**Alternativa 1.** *Esta alternativa contempla recuperar la reserva de 51.6 mmbpce en 2P de los campos Amoca y Tecoailli, mediante la instalación de dos estructuras, una tipo Ligera Marina (Tecoalli-A) y un Octápodo (Amoca-A), la construcción e instalación de la Batería San Ramón (terrestre), la perforación de 7 pozos de desarrollo y la recuperación de un pozo exploratorio.*

*La producción se enviará a través de un oleogasoducto de 20" x 22 km de Tecoailli-A a Amoca-A y un Oleogasoducto de 20" x 12.3 km de Amoca-A a Batería San Ramón, así como la implementación de un sistema artificial de producción con bombeo neumático (BN) en Amoca con un gasoducto de 12" x 12.3 km de Batería San Ramón a Amoca-A.*

**Alternativa 2.** *Esta alternativa contempla recuperar la reserva de 51.6 mmbpce en 2P de los campos Amoca y Tecoailli, mediante la instalación de dos estructuras, una tipo Ligera Marina (Tecoalli-A) y un Octápodo (Amoca-A), la construcción e instalación Batería San Ramón (terrestre), la perforación de 7 pozos de desarrollo y la recuperación de un pozo exploratorio.*

*La producción se enviará a través de un Oleogasoducto de 20" x 22 km de Tecoailli-A hacia Amoca-A y de Amoca-A hacia la Batería San Ramón por un ducto de 20" x 12.3 km, así como la implementación de un sistema artificial de producción Bombeo Electrocentrífugo (BEC) en Amoca-A.*

**Alternativa 3.** *Esta alternativa contempla recuperar la reserva de 51.6 mmbpce en 2P de los campos Amoca y Tecoailli, mediante la instalación de dos estructuras, una tipo Ligera Marina (Tecoalli-A) y un Octápodo (Amoca-A), la construcción e instalación Batería San Ramón (terrestre), la perforación de 7 pozos de desarrollo y la recuperación de un pozo exploratorio.*

*La producción se enviará a través de un oleogasoducto de 20" x 65.3 km de Tecoailli-A a Yaxche-A y de Amoca-A a Tecoailli-A con un oleogasoducto de 20" x 22 km, así como la implementación de un sistema artificial de producción Bombeo Neumático (BN) en Amoca con un gasoducto de 12" x 12.3 km de Batería San Ramón a Amoca-A.*

**Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor, es la alternativa 1.**

En la Tabla 1, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Alternativa 1

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2015	0	0
2016	0	0
2017	0	0
2018	0	0
2019	4.0	2.4
2020	13.6	7.8
2021	14.5	7.8
2022	12.3	6.6
2023	10.6	5.5
2024	9.1	4.6
2025	7.8	3.9
2026	6.8	3.4
2027	5.9	2.9
2028	5.2	2.5
2029	3.8	1.6
2030	3.3	1.3
2031	3.7	1.5
2032	3.4	1.3
2033	3.0	1.2
2034	2.5	1.0
2035	2.3	0.9
2036	2.0	0.8
2037	1.9	0.7
2038	1.6	0.6
2039	1.4	0.5
2040	1.3	0.5
2041	1.2	0.5
2042	1.1	0.4
2043	1.0	0.4
2044	0.9	0.3
2045	0.8	0.3
2046	0.8	0.3
2047	0.4	0.1
2048	0.0	0.0
2049	0.0	0.0
2050	0.0	0.0
Total	46.1 (mmb)	22.5 (mmpcd)

En la Tabla 2 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2012, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.

Tabla 2. Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite por ciento	Gas por ciento
1P	211.9	94.8	14.6	14.5
2P	273.0	127.6	16.9	17.6
3P	504.6	263.5	17.8	18.6

***La Comisión observa que el valor del factor de recuperación para la reserva, calculada por PEP, no corresponde al correcto, para el caso del aceite es de 9.1% y para el gas de 8.5%. La Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicho factor.***

***En la tabla anterior se observa que los valores de los factores de recuperación, como fueron calculados por Pemex, están basados en la relación directa entre el volumen original y la reservas remanentes por categoría 1P, 2P y 3P respectivamente, considerando la producción acumulada.***

- ***Fr 1P= (Reserva Remanente 1P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (1P)***
- ***Fr 2P= (Reserva Remanente 2P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (2P)***
- ***Fr 3P= (Reserva Remanente 3P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (3P)***

***Sin embargo, la Comisión recomienda que el factor de recuperación se referencie solamente al volumen original total (3P) y a las reservas remanentes para cada una de las categorías considerando también la producción acumulada.***

- ***Fr 1P= (Reserva Remanente 1P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (3P)***

- $Fr\ 2P = (Reserva\ Remanente\ 2P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$
- $Fr\ 3P = (Reserva\ Remanente\ 3P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$

*Lo anterior, se sustenta en la premisa de que el volumen original lo define la estructura total del yacimiento obtenido de un modelo estático y la reservas es el resultado del plan de explotación que se tenga de ese yacimiento definido en cada una de las categorías de reservas.*

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2012.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	30.8	13.7	34.2
2P	46.1	22.5	51.6
3P	90.0	48.9	101.9

#### ***d) Inversiones y gasto de operación***

La inversión para el horizonte 2015-2050 en el proyecto es de 9,183 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 762 millones de pesos, como se describe en la

Tabla 4.

Tabla 4. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Gastos de	Inversión
-----	-----------	-----------

operación		
2013	0	0
2014	0	0
2015	0	22
2016	0	12
2017	0	566
2018	0	2,511
2019	33	2,843
2020	104	1,109
2021	102	37
2022	85	171
2023	71	112
2024	59	685
2025	50	140
2026	42	122
2027	35	138
2028	30	177
2029	18	131
2030	14	41
2031	16	0
2032	14	0
2033	12	0
2034	10	0
2035	9	40
2036	8	0
2037	7	171
2038	6	15
2039	5	0
2040	5	0
2041	5	0
2042	4	0
2043	4	0
2044	4	0
2045	3	0
2046	3	0
2047	2	0
2048	0	125
2049	0	0
2050	0	15
<b>Total</b>	<b>762</b>	<b>9,183</b>

## e) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 87.03 dólares por barril para el aceite y 6.22 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 por ciento anual, y el tipo de cambio de 12.76 pesos por dólar. En el cálculo de impuestos, se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente.

En el horizonte 2015-2050, el proyecto requiere una inversión de 9,183 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 52,808 millones de pesos, Tabla 5. El gasto de operación de 762 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 5. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Gastos de operación	Inversión	Ingresos		Total ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos
			Aceite	Gas			
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	22	0	0	0	-22	-22
2016	0	12	0	0	0	-12	-12
2017	0	566	0	0	0	-566	-566
2018	0	2,511	0	0	0	-2,511	-2,511
2019	33	2,843	1,644	70	1,714	-1,162	-1,892
2020	104	1,109	5,509	224	5,733	4,521	2,074
2021	102	37	5,893	227	6,120	5,981	3,364
2022	85	171	5,002	190	5,192	4,937	2,716
2023	71	112	4,286	160	4,446	4,263	2,360
2024	59	685	3,672	135	3,807	3,063	1,432
2025	50	140	3,164	114	3,278	3,089	1,684
2026	42	122	2,738	97	2,835	2,672	1,456
2027	35	138	2,390	83	2,473	2,299	1,238
2028	30	177	2,088	71	2,160	1,952	1,025
2029	18	131	1,539	47	1,586	1,436	753
2030	14	41	1,309	38	1,348	1,293	711
2031	16	0	1,486	43	1,529	1,513	853
2032	14	0	1,353	39	1,391	1,377	776
2033	12	0	1,189	34	1,223	1,210	682

2034	10	0	1,023	28	1,051	1,040	586
2035	9	40	911	25	936	886	482
2036	8	0	821	23	844	836	471
2037	7	171	745	20	765	587	257
2038	6	15	658	18	676	655	363
2039	5	0	558	15	573	567	320
2040	5	0	515	14	529	524	295
2041	5	0	481	13	495	490	276
2042	4	0	450	12	463	458	258
2043	4	0	412	11	423	419	236
2044	4	0	359	10	368	365	206
2045	3	0	338	9	348	344	194
2046	3	0	319	9	328	325	183
2047	2	0	162	4	166	165	93
2048	0	125	9	0	9	-116	-120
2049	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	15	0	0	0	-15	-15
Total	762	9,183	51,024	1,784	52,808	42,863	20,209

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la

Tabla 6.

Tabla 6. Indicadores Económicos.

Indicadores económicos		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	9,675	3,626	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI =	4,231	4,231	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	2.29	0.86	peso/peso
Relación Beneficio Costo	RBC =	3.2	1.3	peso/peso

El proyecto obtendría un VPN de 9,675 millones de pesos antes de impuestos y de 3,626 millones de pesos después de impuestos.



## V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto se emite en términos de la fracción VI, del artículo 4o. de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y atendiendo al régimen transitorio del RLR27.

Adicionalmente, el presente dictamen se emite como resultado de la solicitud de Pemex a la SENER para la modificación o sustitución de asignaciones para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor

Acto seguido, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.DGAEEH.006-11 respecto de las asignaciones identificadas con los números: 272, 281 y 282, que la SENER considera como áreas 087-57, 086-58 y 087-58.

Recibida la solicitud, la CNH verifica que la documentación entregada contenga la información necesaria del proyecto, de acuerdo al índice establecido en la Resolución CNH.E.03.001/10.

En caso de que no se hubiere remitido la documentación completa, la Comisión puede requerir a Pemex a través de la Secretaría información faltante, además de aclaraciones sobre la misma.

Para efectos de la revisión de las asignaciones petroleras en términos del régimen transitorio del RLR27, la CNH elabora el dictamen técnico sobre el proyecto que corresponda y emite la opinión sobre las asignaciones petroleras asociadas a ese proyecto, dentro del mismo documento, partiendo del supuesto de que la información del proyecto es coincidente con la relativa a las asignaciones petroleras cuya modificación ocurre en el mismo momento en que se emite el dictamen.

Conforme se establece en la Resolución CNH.09.001/10, las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento antes descrito, podrán ser: Favorables, Favorables con Condicionantes o No Favorables.

### *a) Suficiencia de información.*

En términos del procedimiento antes descrito, esta Comisión revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto proporcionada por PEP a través de la SENER, así como la información faltante requerida por esta Comisión, concluyendo que existía suficiencia de información para el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en la tabla siguiente:

<b>1. Datos generales del proyecto</b>	
1.1 Objetivo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
<b>Suficiente</b>	Comentario: No hay detalle individual del proyecto por estar incluido en el PEG.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Pemex señala que no existe información histórica de las inversiones de los proyectos, puesto que se ejercerán las inversiones hasta el año 2015 cuando comience; sin embargo, Pemex también señala que el periodo del proyecto comienza en 2011. Dado lo anterior existe una incongruencia en las fechas.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Los datos no coinciden con los propuestos en el objetivo.
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
<b>Insuficiente</b>	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	<b>Suficiente</b>	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>		
2.1 Caracterización de yacimientos		
2.1.1 Columna geológica		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.1.2 Modelo sedimentario		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.1.3 Evaluación petrofísica		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.1.4 Modelo geológico integral		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.2 Modelo de yacimientos		
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	<b>Insuficiente</b>	Comentario: Pemex no especifica este rubro.
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.2.2 Análisis PVT de fluidos		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.3 Reservas		
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
<b>3. Principales alternativas</b>		
3.1 Descripción de alternativas		
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	<b>Insuficiente</b>	Comentario: No cumple con la solicitud de información.
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución		
<b>Suficiente</b>	Comentario:	

3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Estrategia de desarrollo y producción</b>	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Información económico financiera del proyecto</b>	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Plan de ejecución del proyecto</b>	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no	

convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>7. Seguridad industrial</b>	
7.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>8. Medio Ambiente</b>	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

### ***b) Consistencia de la información.***

Del análisis de fondo a la información del proyecto, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (SHCP, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente entre sí en cuanto a objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance, a efecto de que permita análisis congruentes respecto de la misma.

## VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Geológicos, geofísicos y de ingeniería.
- Económicos.
- Ambientales.
- Seguridad industrial.

### *a) Aspectos Estratégicos*

#### **i. Análisis de alternativas.**

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEP debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas, debido a que no contempla un análisis detallado, por campo, en temas fundamentales como adquisición de información para la creación y actualización de modelos, explotación submarina y recuperación secundaria y/o mejorada.
- b) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la seguridad, la rentabilidad en el largo plazo.
- c) Por otro lado, se tienen considerados dos pozos multilaterales para el campo Amoca. Es conveniente revisar los costos para estos pozos, ya que se reporta que tienen un menor costo que un pozo convencional en el mismo campo.

## ii. **Formulación del proyecto**

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, calidad de roca, información sísmica, heterogeneidad, grado de incertidumbre, calidad de aceite, volumen original, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- b) Para incrementar la reserva del proyecto PEP deberá realizar un análisis detallado sobre la factibilidad de implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos actualizados, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

### *b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.*

#### **i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.**

- a) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar y actualizar un modelo estático y dinámico. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.

## ii. Volumen y Reservas de Hidrocarburos

- a) Las reservas 2P de aceite del proyecto representan el 0.25% de las reservas totales 2P del país y el 0.06% de las reservas de gas.
- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que Pemex observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- d) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025, obteniendo los resultados mostrados en las gráficas de las Figura 4 y 5.

Figura 4. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.

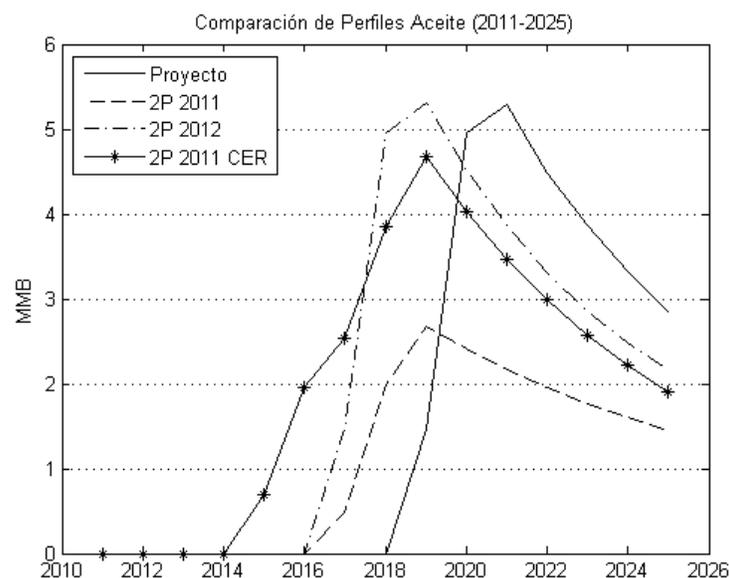
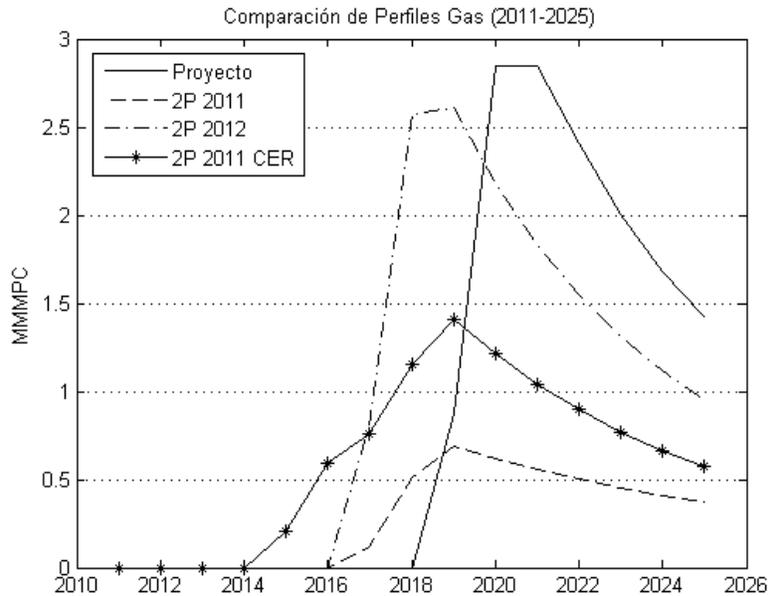


Figura 5. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.



Nomenclatura:

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2011.

2P 2012: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2012.

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero de 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2012.

Notas:

- 1) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
- 2) Los valores de Gas 2P 2011 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2011) corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2012 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
- 4) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
- 5) Los certificadores de reservas sólo revisan algunos campos, dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos certificados.

Por lo mostrado en las gráficas, el proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas.

- e) Pemex debe reducir las incertidumbres asociadas de los parámetros del volumen original (la extensión del yacimiento), y generar un análisis de sensibilidad para identificar las variables de mayor impacto del volumen original. También se recomienda adquirir mayor información para reducir las incertidumbres del modelo estático.
- f) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas al 1 de enero de 2010.
- g) Se recomienda que se incluya un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y la estrategia de explotación mencionadas para el proyecto. Así como estadísticas de campos análogos a nivel mundial, respecto a las características de los campos.
- h) Pemex deberá especificar claramente qué campos están siendo certificados ante un tercero independiente, indicando si estos pertenecen a campos mayores menores u otros y por qué fueron clasificados en estas categorías.

### **iii. Ingeniería de Yacimientos.**

- a) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, la Comisión considera necesario que PEP realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con todos los tipos fluidos de las formaciones productoras representativas.
- b) Debido a que los campos de este proyecto no han iniciado su explotación, y por lo tanto no se cuenta con los históricos de presión y producción, la Comisión considera que se tenga un programa de toma de información donde se pueda determinar la presencia de acuíferos, distribución de fluidos, ubicación de contactos y las propiedades de los yacimientos, de modo que se pueda estimar el comportamiento y contribución de cada uno de los mecanismos de producción que contribuyan en cada yacimiento del proyecto.

c) PEP deberá presentar las características de manera más detallada de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán crearlos y mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que es indispensable que PEP cuente con un modelo de balance de materia en cuanto comience la producción a fin de contar con un modelo de predicción con mayor certidumbre, así como un modelo de simulación numérica de yacimientos, especialmente para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y un modelo composicional para los procesos de inyección de gas miscible en los campos donde aplique.

**iv. Intervenciones a Pozos.**

- a) Es necesario que PEP analice la posibilidad de ubicar los pozos en la ventana óptima de producción, con la finalidad de evitar, en la medida de lo posible, tener que realizar reparaciones de pozos que incrementen el costo del proyecto.
  
- b) PEP debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación mejorada.

**v. Productividad de Pozos.**

Las pruebas de presión-producción son importantes para la elaboración de un modelo dinámico basado en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, los cuales además, son elementales para el diseño de pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEP realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, además para apoyar en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, elementales para el diseño de estimulaciones y pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

**vi. Instalaciones Superficiales.**

**vi.1. Abandono de Instalaciones.**

Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se considere la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

**vi.2 Manejo de la producción.**

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura futura de este proyecto, PEP considera que es suficiente para el manejo de su producción.

- a) La CNH observa que PEP no presenta programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que esto debe quedar considerado en la estrategia del proyecto. Lo anterior, en virtud de que de acuerdo con el perfil de producción, un

aspecto importante a considerar es que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

### **vi.3 Manejo y aprovechamiento de gas.**

- a) La Comisión considera que es necesario que PEP lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa de aprovechamiento de gas para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo. Lo anterior, considerarlos en el cumplimiento a la Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

### **vi.4 Medición.**

Pemex menciona que el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino, contará con puntos de medición y control de calidad, los cuales se dividen en tres tipos, de acuerdo a sus objetivos:

- Los que sirven para el seguimiento operativo del proceso.
- Los que indican cumplimiento de los parámetros de calidad y cantidad para efectuar las transferencias de custodia de los productos.
- Los que permiten supervisar que las instalaciones sean confiables y seguras.

Asimismo se menciona que las plataformas satélites Amoca y Tecoalli contarán con la infraestructura para el monitoreo de las variables de volumen, presión, temperatura, nivel y otros parámetros. Esta instrumentación estará ubicada para medir y monitorear los parámetros de los árboles de pozos, depurador de gas, paquete de inyección de inhibidor de corrosión, monitoreo del sistema de generación eléctrica, luces de situación y del helipuerto, cabezales de grupo tanto de medición como de producción, y el cabezal general de producción de dichas plataformas.

De manera independiente, comentan que se contará con un sistema de medición multifásica, basada en tecnología de separación compacta de alta eficiencia, contando con la siguiente instrumentación:

- Coriolis para la fase líquido
- Vortex para la fase gas
- Sistema de medición de corte de agua en línea con tecnología de microondas
- Instrumentación adicional para realizar el monitoreo y control del equipo de separación de manera eficiente.

Se contará también de manera local de un computador de flujo para realizar las tareas de integración de las señales de cada uno de los instrumentos, contando con algoritmos de cálculo de acuerdo a AGA y API, el computador de flujo almacenará los datos de los aforos, así mismo tendrá la capacidad de subir la información directamente a la red TCP/IP de la plataforma y de ahí enviar la información al cuarto SCADA que cuenta con consolas de operación, en las cuales se tienen cargadas las pantallas gráficas de cada uno de los procesos (gráficos dinámicos), del sistema de medición.

Para este proyecto, como cualquier otro de explotación, es importante evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos, con base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causación del pago de impuestos correspondientes. Realizar la medición de los hidrocarburos, tanto dinámica dentro de los procesos de transporte, como estática de inventarios en tanques, será de vital importancia en el conocimiento de la producción real de los campos y, por lo tanto, del proyecto.

Asimismo realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mensurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, que serán importantes en la determinación del volumen total de producción.

Dar un seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición, y en general, de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento serán elementos que permitirán al proyecto evaluar y cuantificar su eficiencia operativa.

- a) Con lo mencionado, la Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que, bajo un enfoque integral, busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto y su respectiva cadena de producción; todo ello, con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición.

El objetivo del Plan Estratégico de Medición es estructurar un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEP en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.

- b) Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones de los proyectos de PEP Exploración y Producción, así como un detalle más preciso de la gestión y gerencia de medición y su plan estratégico, serán aquellas establecidas en los lineamientos que la CNH emitió mediante resolución CNH.06.001/11 del 30 de junio de 2011.

**vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.**

- a) Este proyecto no ha iniciado su etapa de desarrollo, por lo que se requiere un programa de toma de información que minimice el desconocimiento de las propiedades del

sistema roca-fluidos y mecanismos de producción que intervendrán en la recuperación de hidrocarburos mediante cualquier proceso de recuperación que se pudiera aplicar.

En relación a los mecanismos de producción, es importante determinar la presencia de acuíferos en los yacimientos de este proyecto. En caso que exista un acuífero activo, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por el agua y de ser así, evitar ritmos de producción por pozo que propicien la conificación de fluidos y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.

- b) Este proyecto identifica mediante un proceso básico, alternativas de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada con potencial de aplicación. Sin embargo, la Comisión considera que para incrementar la reserva del proyecto PEP debe realizar la selección de dichos procesos mediante una metodología más apropiada, donde se consideren experimentos de laboratorio, simulación numérica de yacimientos, pruebas pilotos, pruebas a nivel de campo considerando la evaluación económica del proyecto, etc. Además, para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que tengan potencial de aplicación, PEP debe presentar los programas donde se especifiquen detalladamente las actividades principales (estudios de laboratorio, simulación numérica, adquisición de infraestructura, pruebas piloto, etc.) a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

### *c) Aspectos Económicos.*

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino es rentable o no lo es, y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Por un lado, se analiza el presupuesto asignado al proyecto, los montos de inversión, de costos, de producción de aceite y gas, de ingresos totales y de flujos de efectivo. Por otro lado, se

desglosa el régimen fiscal publicado en la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se estiman los derechos que corresponde cubrir a PEP.

Los supuestos económico-financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del crudo igual a 87 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 6 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 12.76 pesos por dólar americano.
- El factor utilizado para convertir a barriles de petróleo crudo equivalente fue de 5000 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.
- Con base en la última actualización del catálogo de campos marginales, se incluyeron los campos Amoca y Tecoalli; ambos constituyen el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino y satisfacen los requerimientos del artículo 258-Bis Fracción III y artículo 258 de la Ley Federal de Derechos.
- Se aplica una tasa de 30% sobre el valor de la producción total de Hidrocarburos para estimar el Derecho Especial.
- La deducción canalizada a producción y desarrollo se deduce totalmente en 6 años.
- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada para el Presupuesto de Egresos).

En la  
Tabla 7 se muestra los indicadores económicos.

Tabla 7. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos		Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Unidades
Valor Presente Nuevo	VPN	9,675	2,951	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	4,231	4,231	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	2.29	0.86	peso/peso
Relación Beneficio/Costo	B/C	3.17	1.26	peso/peso

- a) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y los mejores indicadores.
- c) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.

#### *d) Aspectos Ambientales*

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en dos diferentes proyectos ambientales:

1. “Crudo Ligero Marino Fase 3” para la componente de explotación.
2. “Proyecto Kuchkabal” para la fase exploratoria.

En relación con estos proyectos, Pemex obtuvo las siguientes autorizaciones:

- 1) Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 de fecha 26 de noviembre de 2010, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT, autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3” por un periodo de 20 años a partir de la emisión del resolutivo, y en el

cual se avala la perforación de 127 pozos de desarrollo, la instalación de 26 plataformas y la construcción de 26 oleogasoductos.

- 2) Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 de fecha 17 de enero de 2006, por el que la DGIRA de la SEMARNAT, autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Kuchkabal” por un periodo de 15 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo, y el cual avala la perforación de 225 pozos exploratorios y 60 delimitadores en la Zona Exclusiva del Golfo de México, frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz.

Con respecto a las actividades que se contemplan realizar en el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino, Pemex señala lo siguiente,

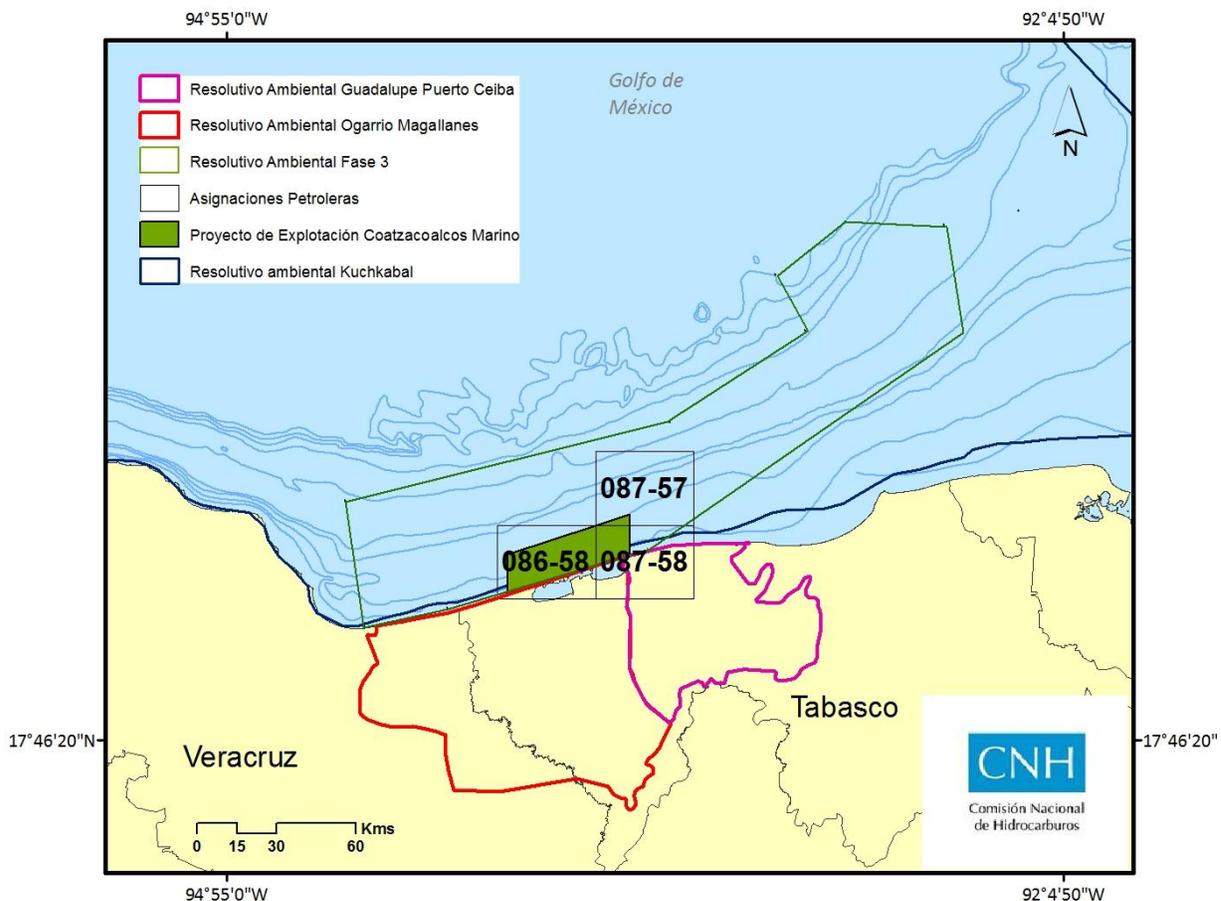
Tabla 8:

Tabla 8. Comparativa de las actividades autorizadas en la Resolución de la SEMARNAT y las propuestas en el proyecto.

Actividades propuestas	Autorización No.	Fecha	Descripción en autorización.
Construcción e instalación en San Ramón de un paquete de separación, rectificación, endulzamiento y compresión (incluye servicios auxiliares, sistemas de medición de gas y aceite, sistemas de control, seguridad y automatización).	Sin autorización	En programa Año 2014	N/A

Gasoducto de 20" x 12.3 km. de Batería San Ramón a Amoca-A.	Sin autorización	En programa Año 2014	N/A
Plataforma a Amoca-A.	S.G.P.A DGIRA.DG.7597-10	12/11/2010	Una plataforma tipo octápodo.
Plataforma a Tecoailli-A.	S.G.P.A DGIRA.DG.7597-10	12/11/2010	Una plataforma tipo ligera marina.
OGD de 20" x 22 km. de plataforma Tecoailli-A a plataforma Amoca-A.	S.G.P.A DGIRA.DG.7597-10	12/11/2010	Ducto de plataforma Tecoailli-A a plataforma Amoca-A de 22 km.
	S.G.P.A DGIRA.DG.7597-10	12/11/2010	Tres pozos en el campo Tecoailli.
	S.G.P.A DGIRA.DG.7597-10	12/11/2010	Seis pozos en el campo Amoca.

Figura 6. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 6, las áreas 087-57, 086-58 y 087-58 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

Cabe resaltar que las áreas 086-58 y 087-58 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”.

Asimismo, el área 087-58 se encuentra amparada por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba”.

Esta Comisión se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Esta Comisión recomienda que Pemex señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; con el fin de dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino cuenta con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT), teniendo en cuenta las actividades sin autorización del proyecto,

que se contemplan para el año 2014 como lo señala Pemex en la Tabla 8, teniendo que gestionar las autorizaciones ambientales pertinentes.

### *e) Aspectos de Seguridad Industrial.*

La seguridad industrial debe verse como un sistema de administración integral, que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas, los cuales al igual que el personal de PEP deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- **Identificación de Riesgos.**

Para la evaluación cuantitativa de riesgo, estiman la frecuencia de ocurrencia de los eventos no deseados y se evalúan sus posibles consecuencias, siendo los objetivos de la revisión de riesgos los siguientes:

- Identificar, seleccionar, evaluar y clasificar los riesgos más importantes con el potencial de ocasionar daños al personal de la planta y/o a la población, el medio ambiente, la producción y la instalación.
- Desarrollar recomendaciones para reducir los riesgos.
- Identificar los procesos y las áreas más importantes que requieren de una evaluación más detallada para determinar las medidas más efectivas destinadas a reducir el riesgo.

También se menciona que las medidas de seguridad con las que cuenta Pemex, están encaminadas a cumplir con la tarea de prevenir los eventos fortuitos que a la postre pueden causar accidentes de grandes dimensiones; uno de los ejemplos de control, referidas como salvaguardas, incluyen las alarmas de proceso, paros de emergencia, válvulas de alivio y corte, procedimientos, programas de emergencia, capacitación, etc.

Asimismo mencionan que vienen desarrollando de forma permanente, actividades para incrementar el nivel de seguridad y disminución de accidentes en sus instalaciones, entre las que destacan: auditorías integrales y el Nivel Integral de Seguridad y Ambiental en una instalación, auditorías efectivas, aplicación estricta del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo, aplicación y actualización de procedimientos e instrucciones de trabajo, capacitación y entrenamiento del personal en materia de seguridad, programas de prevención de accidentes, seguimiento al cumplimiento de la corrección de anomalías, simulacros, reuniones operativas, promoción al cambio de cultura hacia la seguridad del personal y Fortalecimiento de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).

- **Evaluación de Riesgos.**

Pemex afirma que dado que el proyecto se encuentra en la etapa inicial, aún no cuenta con elementos suficientes para un adecuado proceso de identificación de los riesgos operativos. No obstante, menciona que en su estudio FEL se contará con mayor detalle de los procesos operativos para poder efectuar un análisis y evaluación con mayor certidumbre.

Para la identificación, análisis y prevención de los riesgos inherentes a los diferentes procesos, se menciona que se cuentan con diferentes técnicas que tienen variantes y aplicaciones específicas dependiendo del proceso, actividad a evaluar y objetivo que se persigue en su aplicación; algunas de ellas son más recomendables en ciertas etapas del proyecto, tales como el diseño, construcción, puesta en marcha, operación, paros programados, mantenimiento y desmantelamiento.

Asimismo mencionan que el esquema metodológico deriva de lo estipulado en el COMERI 144 “Lineamientos para el análisis y evaluación de riesgos en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios” emitido por la dirección corporativa de Petróleos Mexicanos, así como el procedimiento para realizar “Análisis de riesgo en Proceso” (PG-SS-TC-003-2007) que establece los lineamientos para realizar la identificación, análisis y evaluación sistemática de los riesgos asociados a los factores externos (fenómenos naturales, sociales, etc.), e internos (fallas en los

sistemas de control, fallas en los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en las prácticas administrativas).

Cabe destacar que el abandono de pozos es una actividad que involucra diferentes factores de seguridad y ambientales que deben ser supervisados bajo los procedimientos y normatividad vigente, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria.

Para la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.

Asimismo, el sistema de administración integral de la seguridad deberá ser manifiesto y verificable, debe haber una interrelación entre las instalaciones y el personal (sea de Pemex o se trate de proveedores y/o contratistas), y contribuir a una revisión y actualización periódica de los procedimientos que deriven en prácticas seguras de trabajo.

- a) La Comisión recomienda ampliamente que este proyecto, como cualquier otro, debe tener un enfoque basado en la administración de riesgos, con el propósito de brindar un punto de vista íntegro a la seguridad en la industria, y que provea de igual manera una vida útil extendida al activo y una optimización en la producción.
- b) La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice Pemex deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la

normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 14J y API RP 75.

- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.
- e) La CNH considera necesario que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posibles.
- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

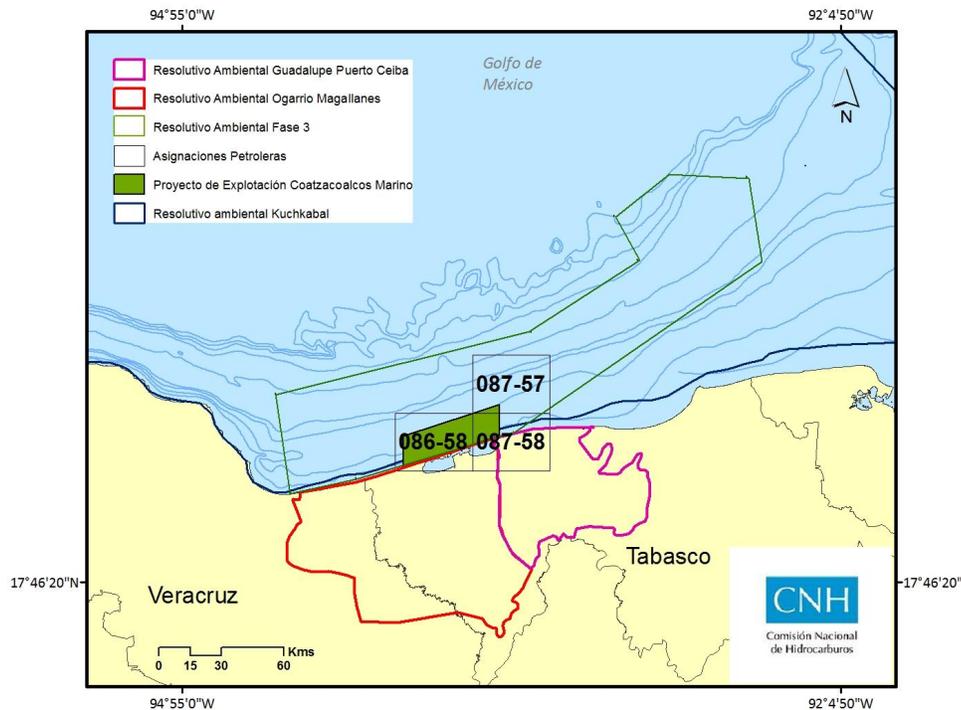
### CONCLUSIONES

Conforme a la información que fue remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó su análisis y resolvió sobre el Dictamen del proyecto.

Con base en lo anterior, se determina lo siguiente:

- a) Se dictamina como no favorable al proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.
- b) Se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 272, 281 y 282, que la SENER considera como áreas 087-57, 086-58 y 087-58. Figura 7.

Figura 7. Asignaciones Petroleras del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.



- c) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

## VIII. Dictamen

Derivado del análisis del proyecto presentado por Pemex, se dictamina el proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino como no favorable, principalmente por las siguientes razones:

1. Los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no son consistentes con las cifras que PEP ha remitido para sustentar sus estimaciones de reserva. Se presentan grandes diferencias en las diferentes estimaciones. Es necesario que los pronósticos sean revisados y ajustados conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas.

Figura 8. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.

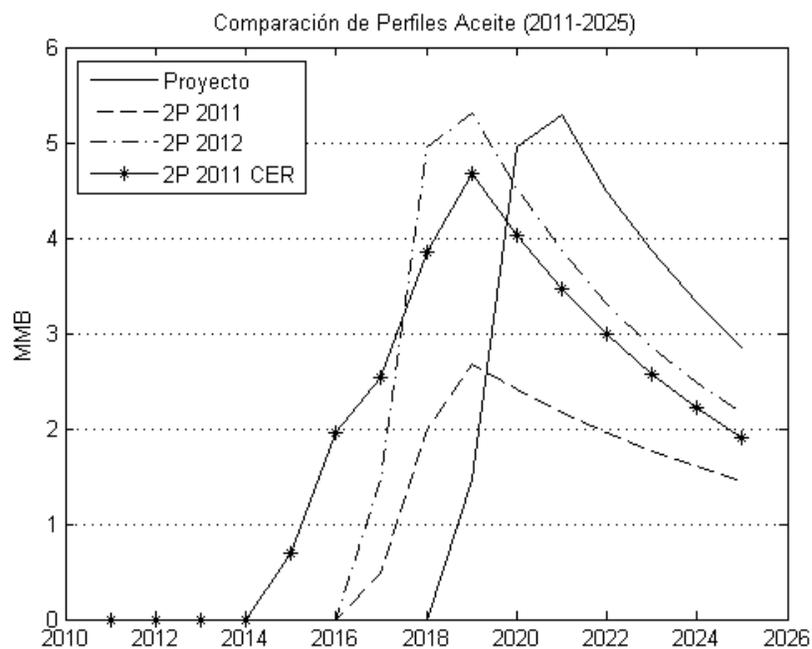
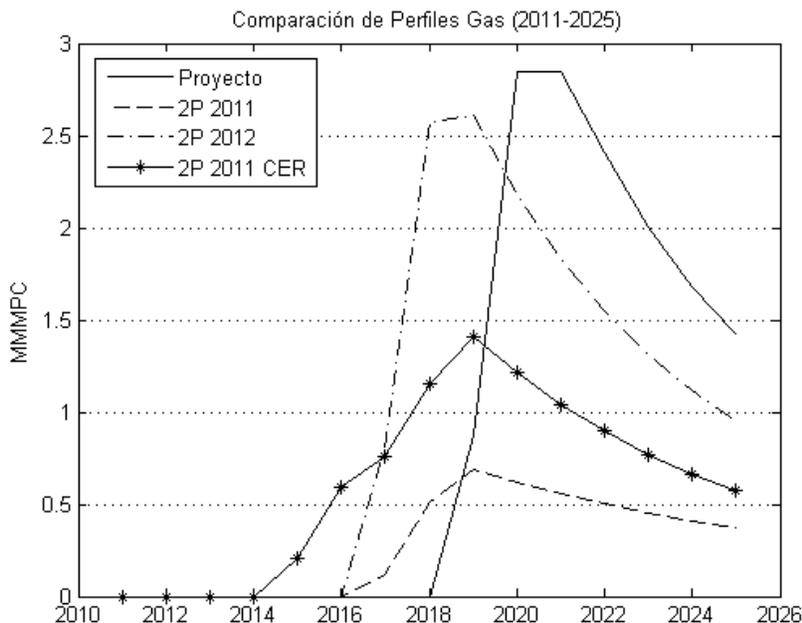


Figura 9. Perfiles de Producción de gas, proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino.



Nomenclatura:

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2011.

2P 2012: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2012.

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero de 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2012.

Notas:

- 1) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
- 2) Los valores de Gas 2P 2011 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2011) corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2012 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
- 4) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en la base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
- 5) Los certificadores de reservas sólo revisan algunos campos, dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos certificados.

2. No presentan los resultados de una alternativa de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre explotación submarina, sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción

para los campos del proyecto. Situación que puede ser realizada debido a que el proyecto tiene contemplado iniciar las inversiones en el año 2015.

En este sentido la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del proyecto de explotación Coatzacoalcos Marino en la que sean tomadas en cuenta las observaciones contenidas en el presente documento.

## IX. Opinión

Para los efectos administrativos a que tenga lugar en términos de la fracción XV, del artículo 4o. de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en relación con la fracción VIII, del artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el presente dictamen y opinión se emite en sentido no favorable.

Para la emisión de la opinión, la Comisión toma en cuenta el resultado del Dictamen técnico del proyecto, la información presentada por PEP para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una asignación petrolera, así como información adicional a la que este órgano desconcentrado tuvo acceso, a través de solicitudes.

Dicha opinión se integra en atención al análisis realizado a las componentes estratégicas, de modelo geológico y diseño de actividades de exploración, económica, ambiental y de seguridad industrial que se expresan en el contenido del dictamen.

En términos de los comentarios y conclusiones se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 272, 281 y 282, que la SENER considera como áreas 087-57, 086-58 y 087-58, la cual se limita a las actividades relacionadas con el proyecto de explotación El Golpe -Puerto Ceiba con base en la información que fue remitida y analizada.