



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



**GOBIERNO  
FEDERAL**

**DICTAMEN DEL PROYECTO  
EVALUACIÓN DEL POTENCIAL  
REFORMA TERCARIO**

**JULIO 2011**

<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>9</b>
<b>IV. RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>	<b>13</b>
A) UBICACIÓN.....	13
B) OBJETIVO .....	14
C) ALCANCE.....	14
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	14
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	19
F) INDICADORES ECONÓMICOS .....	20
<b>V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN .....</b>	<b>22</b>
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	23
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	25
<b>VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD .....</b>	<b>26</b>
A) ESTRATÉGICA.....	26
i. <i>Análisis de alternativas.</i> .....	26
ii. <i>Formulación del proyecto.</i> .....	26
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN. ....	29
C) ECONÓMICA.....	30
D) AMBIENTAL.....	33
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL. ....	35
<b>VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>39</b>
<b>VIII. CONDICIONANTES.....</b>	<b>42</b>
<b>IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES .....</b>	<b>44</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>45</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 Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario.

El Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Sur, 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: 33, 34, 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 801, 879, 1143, 1146, 1171, 1173, 1174, 1175, 1179, 1428, 1429, 1430, 1431, 1432, 1433 y 1434, que la SENER considera como áreas 094-62, 094-61, 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 093-62, 092-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 093-60, 093-61, 091-58, 091-56, 092-58, 093-58, 093-59, 094-57, 094-58 y 094-59 mediante oficio No. SRS-10000-80000-948-2010, fechado el 23 de septiembre de 2010 y recibido en la Secretaría el día 24 de septiembre del 2010.

El dictamen Evaluación del Potencial Reforma Terciario fue elaborado en el marco de lo dispuesto por los artículos 12 y Quinto 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. 512.486-10 recibido en la CNH el 5 de octubre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (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, y
2. Oficio No. SPE-862-2010 con fecha del 24 de noviembre del 2010, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE), mediante el cual entregan la versión actualizada del proyecto.
  3. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada a evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011 recibido en la CNH el 14 de febrero del 2011 y el oficio No. SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 relacionado a la Clase de Costos del Proyecto. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

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 exploración y 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. Estrategia Exploratoria.
- d. Diseño de las actividades de exploración.
- e. Plan de ejecución del proyecto.
- f. Seguridad industrial.
- g. 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 Exploración***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de exploración, Pemex debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, se presentó la evaluación de dos alternativas de planes de exploración.

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que el proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, se encuentra incluido dentro del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del elaborados por Pemex.

A lo anterior, la Comisión considera imperante que Pemex registre los cambios que se realicen en los proyectos o en las componentes de los mismos (inversiones, metas y alcance) para poder dar seguimiento, evaluación y transparencia a la estrategia de exploración que se esté ejecutando.

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

De acuerdo a la información presentada por Pemex, el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario considera las actividades de exploración en áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, en las que se cuenta con información sísmica que permitirá enfocarse en oportunidades de descubrimiento con mayores posibilidades de evaluación de recursos.

Durante la ejecución del proyecto y en función de los estudios de geociencias ya realizados y por desarrollarse Pemex podrá proponer un alcance diferente del proyecto, en el que se consideren la cantidad y calidad de la información geológica-geofísica y el recurso prospectivo identificado

que se obtenga de este proyecto, las características de los plays, la ubicación de la infraestructura de producción, las restricciones ambientales y de seguridad industrial.

- ***Ambiental***

El proyecto Evaluación del Potencial Reforma Terciario, de acuerdo a la información expuesta por Pemex, presenta sólo un 1.24 % del área total con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT). Por lo que Pemex debe de gestionar las autorizaciones pertinentes para poder realizar las actividades contempladas en este proyecto.

El Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, cuenta de manera prácticamente nula, 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), sin embargo, la actividad de perforación de pozos exploratorios inicia en 2013 lo cual permite realizar los trámites para contar con la autorización ambiental.

La CNH considera necesario que conforme el alcance del proyecto sea modificado los permisos en materia de protección ambiental deberán ser actualizados. Además, es recomendación de este órgano desconcentrado que Pemex solicite permisos a nivel proyecto cuando se propongan los planes de delimitación y desarrollo de los campos descubiertos en el área que se desarrolla este proyecto exploratorio.

- ***Seguridad Industrial***

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, en cuanto a la identificación de riesgos operativos, tanto para la perforación de pozos como la adquisición de sísmica, 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 74 y API RP 75L dentro de los

procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

Para la evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.

La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad 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 Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

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

- **Condicionantes**

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto Evaluación del Potencial Reforma Terciario como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance de dicho proyecto.

1. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios y reportar su avance

trimestralmente o previamente en el caso de que se cuente con información nueva proveniente de un estudio o de la perforación de un pozo que genere una modificación sustantiva al proyecto. Además, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado en cada pozo construido.

3. Pemex debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (Sísmica 3D, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
4. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
5. Pemex deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.
6. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
7. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, 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 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

### III. Mandato de la CNH

A continuación se refieren las disposiciones legales y reglamentarias que facultan a la Comisión a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

- 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”.*
- 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 15 del mismo ordenamiento ordena que las personas que realicen alguna de las actividades reguladas por dicha ley, *deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas.*
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

*Artículo 2: “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 4: “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 otorgue 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”.

- o La fracción II del artículo Quinto Transitorio del RLR27 señala que en materia de asignaciones petroleras, aquéllas que no se tengan por revocadas 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 de Energía y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años, contados a partir de la fecha de entrada en vigor del Reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor. Para dicha revisión, se deberá presentar la información necesaria en los términos del RLR27, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan.

Respecto de este tema vale la pena señalar que el artículo 19, fracción IV, inciso k) de la Ley de Pemex establece que el Consejo de Administración deberá aprobar los programas y proyectos de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que se emitan para tal efecto.

Asimismo, el artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que el Consejo de Administración de Pemex emitirá, previa opinión de su Comité de Estrategia e Inversiones, las disposiciones a que se refiere el inciso k) de la fracción IV del artículo 19 de la Ley, conforme a los cuales se aprobarán los programas y proyectos de inversión. Por su parte, los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten

a consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables.

Por su parte, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento la Ley de Pemex claramente 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 RLR27 en los casos de los proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva, ni los proyectos que estén en fase de definición.”

- El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
  
- 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, 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 artículo Quinto 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 el Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

De acuerdo con el marco normativo desarrollado en los párrafos precedentes, es claro que la Comisión Nacional de Hidrocarburos debe dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación y emitir una opinión sobre las asignaciones relacionadas con los mismos, de manera previa a que la Secretaría de Energía otorgue, modifique, revoque y, en su caso, cancele las asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, como parte del proceso de revisión de las asignaciones vigentes y a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

## IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. SPE-862-2010 con fecha del 24 de noviembre del 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

### *a) Ubicación.*

El Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario se ubica en el sureste de México, comprende la parte norte del estado de Chiapas, parte oriental de Tabasco y parte occidental de Campeche. En el estado de Tabasco comprende los municipios de Emiliano Zapata, Balancán y Tenosique, así como parte de Macuspana, Jalapa, Tacotalpa, Tapijulapa y Jonuta; en el estado de Campeche parte de los municipios de Palizada, del Carmen y Escárcega, y en el estado de Chiapas parte de los municipios de Tila, Miguel Alemán, Salto de Agua y Palenque.

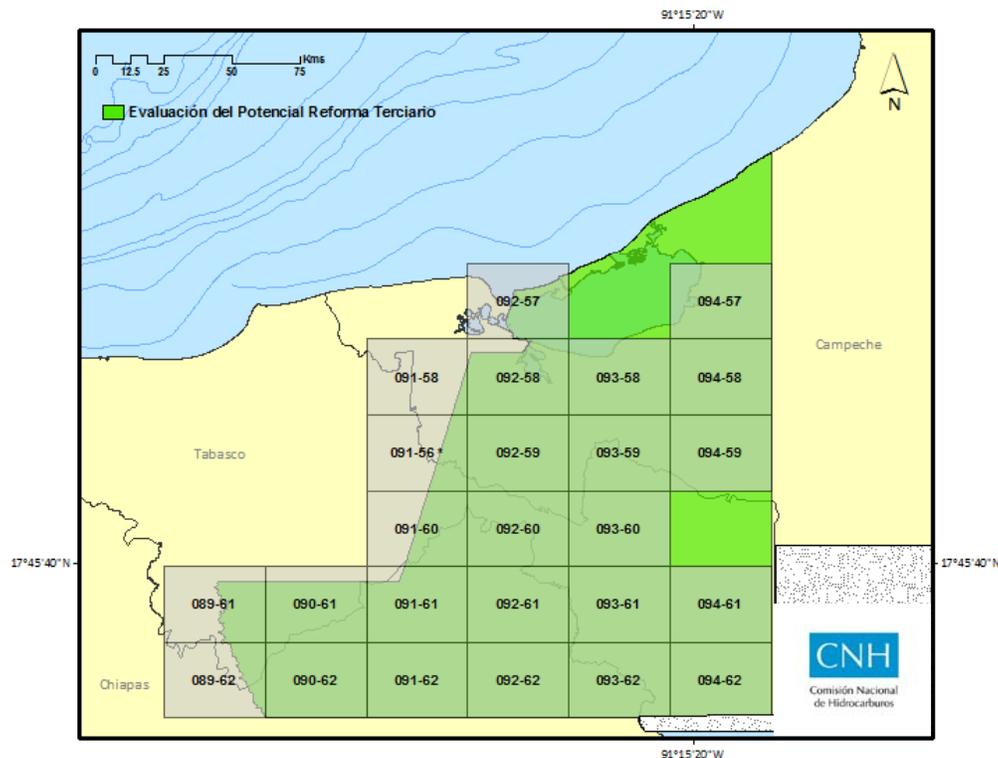


Figura 1. Ubicación del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario

(El área 091-56\*, debe ser la 091-59, la cual hace referencia a la asignación 1428)

Limita al norte con la Laguna de Términos y el Golfo de México, al oriente con la porción central del estado de Campeche, al suroriente con Guatemala, al sur con la porción central del estado de Chiapas y al occidente con la porción central del estado de Tabasco y los proyectos de inversión Simojovel, Cuenca de Macuspana y Litoral de Tabasco Terrestre; cubre una superficie de 23,428 km<sup>2</sup>.

### ***b) Objetivo***

De acuerdo a lo presentado por Pemex, el objetivo de este proyecto es evaluar el potencial de los plays hipotéticos Cretácico Superior, Cretácico Medio, Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, para convertirlos en plays probados y así incorporar reservas de aceite ligero y superligero con un volumen que varía de 607 mmbpce en el percentil 10 a 1,997 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 1,081 mmbpce, principalmente en dolomías del Mesozoico, con una inversión total exploratoria de 25,520 millones de pesos, en el periodo 2011-2030.

### ***c) Alcance.***

En el año 2011, el programa operativo considera la perforación de 84 pozos exploratorios, la realización de 45 estudios geológicos y la adquisición de 10,120 km de sísmica 2D y 1,050 km<sup>2</sup> de sísmica 3D. La inversión exploratoria total estimada es de 25,520 millones de pesos, de los cuales 23,309 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,211 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

### ***d) Volumen y Recursos Prospectivos.***

Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, algunos proyectos exploratorios se dividieron en diferentes áreas prioritarias, con base en tres clases de criterios principales: geológicos, operativos y geográficos.

- Para los criterios geológicos se analizaron la complejidad geológica, la distribución y características de los plays, la diversidad en los tipos de hidrocarburos esperados, el grado de madurez en el proceso exploratorio, y el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.
- En los criterios operativos se consideró la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
- Para el criterio geográfico se consideraron básicamente las dimensiones del área del proyecto.

De acuerdo a estos criterios, existen proyectos que no justifican la división, dada la homogeneidad que guardan en características geológicas, tipo de hidrocarburo esperado, distribución de los plays y etapa del proceso exploratorio en que se encuentran.

En este contexto, el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, por el grado de avance que tiene en el proceso exploratorio y la dimensión de su área geográfica, se considera en su totalidad como una sola área prioritaria de evaluación de potencial de aceite ligero y superligero principalmente.

Las oportunidades exploratorias que corresponden al Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Reforma Terciario	84

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del proyecto muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Reforma Terciario	6,405

En relación a los recursos prospectivos a evaluar, éstos se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Reforma Terciario	1,081

A continuación se describe cada una de las dos alternativas presentadas por Petróleos Mexicanos.

**Alternativa 1.** *Corresponde a la alternativa seleccionada y su estrategia consiste en la adquisición sísmica y la realización de estudios geológicos durante los primeros años, además de la perforación de pozos exploratorios en las zonas con mayor conocimiento geológico. Con la información aportada por los estudios, la sísmica realizada y los pozos perforados, en los siguientes años se incrementarán el conocimiento del área, reduciendo el riesgo y la incertidumbre de los elementos que conforman el sistema petrolero.*

*En esta alternativa se considera prioritaria la perforación de 7 pozos exploratorios para los primeros 3 años (2013-2015) en la porción sur occidental del proyecto en busca de las facies de aguas someras del play Jurásico Superior Kimmeridgiano, depositadas en un ambiente tipo rampa, y las facies carbonatadas de los plays Cretácico Inferior, Medio y Superior, depositadas en ambientes de plataforma, talud y cuenca.*

*A mediano y largo plazo, en el periodo 2016-2030, el programa exploratorio continúa enfocándose a la porción SW y posteriormente hacia el resto de la superficie del proyecto, con la perforación de 77 pozos exploratorios buscando también los plays Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Medio y Superior, los cuales presentan condiciones geológicas similares a los que se tienen en los sistemas petroleros de los yacimientos Lacantún, Ocotul y Nazareth en la Sierra de Chiapas, así como los yacimientos de la Cuenca del Petén de Guatemala y Belice. Dentro de este proyecto se han presentado manifestaciones de aceite en los pozos Zapatero-1, Chacamax-2A y Palenque-1.*

*Además de la perforación de pozos y la realización de 3 estudios geofísicos de adquisición sísmica 2D y uno de adquisición sísmica 3D para los años 2011 al 2016, esta opción considera la realización de diferentes tipos de estudios geológicos para reducir el riesgo exploratorio en las oportunidades programadas.*

*Esta alternativa 1 considera la perforación de 84 pozos exploratorios en un período de 20 años (2011-2030), y la incorporación de una reserva media de 1,081 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 25,520 millones de pesos, de los cuales 23,309 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,211 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 68,297 mmpesos con un índice de utilidad de 4.19 pesos/pesos.*

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 1,081 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

Tabla 4. Recursos prospectivos a evaluar para la alternativa 1 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	607
media	0	0	31	72	58	54	62	82	1,081
p <sub>90</sub>	0	0	89	215	184	192	195	256	1,997

**Alternativa 2.** *La estrategia exploratoria de esta alternativa se basa en la obtención de información del subsuelo en los primeros años del proyecto, iniciando con la adquisición de estudios sísmicos bidimensionales y tridimensionales, y la perforación discreta de un pozo exploratorio por año, que realizará además, la función de un pozo de tipo paramétrico. También se efectuarán estudios geológicos para obtener gradualmente la información necesaria para la definición del sistema petrolero y de los plays; teniendo como base este conocimiento, se podría incrementar la perforación de pozos por año. Esta opción presenta un menor riesgo geológico, pero implica mayor tiempo de adquisición de datos para definir el potencial petrolero del proyecto.*

*La perforación de pozos se realizará en los primeros años (2012-2018) en la porción SW del proyecto, con la perforación de un pozo por año que investigará principalmente las facies de los plays Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Medio y Superior.*

*Para los años 2019 a 2035 el programa exploratorio se enfocará a las porciones SW y central del proyecto y posteriormente hacia el resto del mismo, considerando la perforación de 71 pozos exploratorios. La finalidad es comprobar el sistema petrolero con base a la información de los campos análogos descubiertos en Guatemala y Belice en donde columnas carbonatadas ya han sido probadas, teniendo campos petroleros en producción en un sistema hipersalino Cretácico generador en facies de supra-marea y en un sistema de edad Jurásico Superior de las mismas características. Se considera la existencia de rocas generadoras del Cretácico Temprano, con base a la presencia de biomarcadores de aceite del pozo Eagle-1, así como también de las rocas generadoras dentro de las series de calizas y dolomías del Cretácico Inferior-Medio de la formación Cobán. De estos posibles análogos, el campo Xan de Guatemala, produce aceite en calcarenitas dolomitizadas del Turoniano a 2,300 m de profundidad.*

*Para reducir el riesgo exploratorio, además de la realización de 3 estudios geofísicos de adquisición sísmica 2D y uno de adquisición sísmica 3D en los años 2011-2018, está programada la realización de estudios geológicos de diferentes tipos, durante el desarrollo del proyecto.*

*Esta alternativa considera perforar 78 pozos exploratorios en un período de 25 años (2011-2035) e incorporar una reserva media de 1,032 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 24,918 millones de pesos, de los cuales 22,207 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,711 millones de pesos para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 43,237 mmpesos con un índice de utilidad de 3.54 pesos/pesos.*

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 1,032 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Recursos prospectivos a evaluar para la alternativa 2 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	547
media	0	31	24	14	27	34	17	14	1,032
p <sub>90</sub>	0	89	73	27	59	106	51	42	1,994

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

### ***e) Inversiones exploratorias, inversiones del posible desarrollo y gasto de operación.***

La inversión para el horizonte 2011-2030 en el proyecto es de 25,520 millones de pesos (mmpesos), de los cuales 23,309 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,211 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

Las inversiones exploratorias requeridas por actividad, se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030
<b>Inversión exploratoria</b>	<b>248</b>	<b>525</b>	<b>692</b>	<b>1,725</b>	<b>1,962</b>	<b>1,007</b>	<b>678</b>	<b>792</b>	<b>25,520</b>
Estratégica	158	385	607	1,583	1,817	879	568	667	23,309
Pozos*	0	10	240	768	955	841	567	666	20,674
Sísmica	150	360	360	784	829	30	0	0	2,513
Estudios	8	15	7	32	33	8	1	1	122
Operacional	90	140	85	142	145	128	110	125	2,211

\* Incluye la inversión de la infraestructura del pozo exploratorio.

A continuación se muestran las inversiones programadas para futuro desarrollo en el proyecto:

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	31,396
media	0	0	0	0	0	417	971	723	38,344
p <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	1,140	2,372	1,683	47,825

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2060
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	19,065
media	0	0	0	0	0	0	164	36,471
p <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	682	70,792

## *f) Indicadores económicos*

La evaluación del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

A continuación se presenta una tabla con los indicadores económicos de la alternativa seleccionada para ejecutar en el proyecto:

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	unidad	Alternativa 1
VPN	mmpesos	68,297
VPN/VPI	pesos/pesos	4.2
Recursos prospectivos	mmbpce	1,081
Costo de descubrimiento	usd/bpce	1.71

## V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto dentro de los considerados en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, se inicia con 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.

A su vez, la SENER solicita a la CNH la emisión de la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, la SENER solicitó dicha opinión mediante Oficio No. 512.486-10, respecto de las asignaciones denominadas: 33, 34, 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 801, 879, 1143, 1146, 1171, 1173, 1174, 1175, 1179, 1428, 1429, 1430, 1431, 1432, 1433 y 1434, que la SENER considera como áreas 094-62, 094-61, 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 093-62, 092-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 093-60, 093-61, 091-58, 091-56, 092-58, 093-58, 093-59, 094-57, 094-58 y 094-59.

Recibida la solicitud, la CNH verificó que la documentación entregada estuviera acorde con la información necesaria para iniciar la dictaminación y opinión respectiva, de acuerdo al índice establecido en la Resolución CNH.E.03.001/10.

Conforme a la Resolución CNH.09.001/10, y el artículo 4, fracción XI de la LCNH, la Comisión puede requerir a Pemex información adicional o que hubiera sido omitida en el envío, además de aclaraciones a la misma, a efecto de continuar con los trabajos del dictamen y emisión de la opinión respectiva.

Para efectos de lo previsto en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, la CNH emite la opinión sobre una asignación petrolera en el momento en que emita el dictamen técnico sobre el proyecto que corresponda, en los términos previstos en la normativa correspondiente.

Asimismo, como se establece en la Resolución CNH.09.001/10, el dictamen y las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento descrito, podrán ser: Favorable, Favorable con Condicionantes o No Favorable.

En términos de lo anterior, Pemex proporcionó información adicional mediante los oficios siguientes: SPE-GRHYPE-029/2011 relacionada a evaluaciones económicas y SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la Clase de Costos del Proyecto. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

**a) Suficiencia de información.**

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico económica del proyecto; técnico-económica para documentar las asignaciones petroleras asociadas a dicho proyecto, proporcionada por PEP, a través de la SENER, así como la actualización correspondiente e información adicional requerida por esta Comisión.

De conformidad con el índice de información aprobado por la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10 y resultado del trabajo conjunto de revisión documental, la CNH determinó que cuenta con la suficiente información para iniciar 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>Insuficiente</b>	Comentario:  Independientemente que las actividades hayan estado avaladas por el Proyecto PEG, se requiere lo que se ha estado documentando en dicho proyecto. Realizarlo de acuerdo a solicitud.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario:  Independientemente que las actividades hayan estado avaladas por el Proyecto PEG, se requiere lo que se ha estado documentando en dicho proyecto.
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y el proyecto presentado a la Comisión.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario:

	Realizar las diferencias entre lo avalado del proyecto Evaluación del Potencial Reforma Terciario dentro del proyecto PEG y la propuesta actual.
e) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial).	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>3. Estrategia exploratoria</b>	
3.1 Descripción de alternativas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.2 Estimación de recursos prospectivos, ingresos, inversión y costos. Recursos, reservas e ingresos por localización, inversiones y metas físicas. Para cada uno de los escenarios analizados	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Diseño de las actividades de exploración</b>	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Plan de ejecución del proyecto</b>	

5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Seguridad industrial</b>	
6.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
6.2 Evaluación de riesgos operativos (Descripción de observaciones, recomendaciones, así como de 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>7. Medio Ambiente</b>	
7.1 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.***

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para emitir su dictamen, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de evaluación del potencial e incorporación de reservas y alcance.

## VI. Evaluación de la factibilidad

En este apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Modelo Geológico y Descripción Técnica del Proyecto.
- Económicos.
- Ambientales.
- Seguridad industrial.

### *a) Estratégica*

#### **i. Análisis de alternativas.**

- a) El proyecto requiere ser administrado de acuerdo a las mejores prácticas internacionales. Existen ejemplos con características similares de los cuales se puede adoptar la manera en la que han sido explorados para apoyar al buen desempeño de este proyecto.
- b) Es necesario incorporar en las alternativas presentadas, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios, relacionado a la ejecución del proyecto en caso de tener o no tener éxito en las primeras oportunidades a perforar, considerando los éxitos y fracasos en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.

#### **ii. Formulación del proyecto.**

- a) Las actividades del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el Programa Estratégico de Gas (PEG). Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto Reforma Terciario del proyecto Programa

Estratégico de Gas (PEG). Lo anterior apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país.

- b) En la Tabla 10 se muestra los valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo presentado por Petróleos Mexicanos. Como se puede notar las probabilidades geológicas son características de un proyecto de evaluación de potencial, por lo que es necesario que los resultados obtenidos de los estudios y de los pozos exploratorios a perforar, se incorporen lo más pronto posible para reevaluar las oportunidades exploratorias a fin de mejorar la estimación de los recursos y probabilidades de éxito del proyecto.

Tabla 10. Valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo..

Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
Tecomasuchil-1	2013	20	20	154	31
Aguazul-1	2014	22	22	155	34
Joshil-1	2014	21	21	113	24
POCHOC-1	2014	13	13	108	14
ASHIPA-1	2015	14	14	99	14
CHINCHIL-1	2015	12	12	229	27
SECRON-1	2015	23	23	74	17
RFM_OPT_1	2016	20	20	163	33
RFM_OPT_2	2016	12	12	80	10
RFM_OPT_3	2016	14	14	77	11
Pakagua-1	2017	24	24	43	10
RFM_OPT_4	2017	22	22	163	35
RFM_OPT_5	2017	19	19	87	17
RFM_OPT_6	2018	19	19	97	18
RFM_OPT_7	2018	20	20	162	33
RFM_OPT_8	2018	15	15	85	13
RFM_OPT_9	2018	18	18	99	18
RFM_OPT_10	2019	14	14	122	17
RFM_OPT_11	2019	13	13	116	15
RFM_OPT_12	2019	19	19	165	32
RFM_OPT_13	2019	18	18	87	16
RFM_OPT_14	2020	20	20	87	17
RFM_OPT_15	2020	23	23	82	19
RFM_OPT_16	2020	20	19	97	19
RFM_OPT_17	2020	21	21	87	19
RFM_OPT_18	2021	13	13	115	15
RFM_OPT_19	2021	24	24	57	14
RFM_OPT_20	2021	20	20	90	18

RFM_OPT_21	2021	20	20	88	18
RFM_OPT_22	2021	14	14	81	11
Misolha-1	2022	11	11	114	12
RFM_OPT_23	2022	13	13	83	11
RFM_OPT_24	2022	21	21	53	11
RFM_OPT_25	2022	14	14	80	11
RFM_OPT_26	2022	14	13	77	10
RFM_OPT_27	2023	13	13	80	10
RFM_OPT_28	2023	20	19	56	11
RFM_OPT_29	2023	22	22	48	11
RFM_OPT_30	2023	21	21	54	11
RFM_OPT_31	2023	20	20	57	11
Penjamo-1	2024	12	12	81	10
RFM_OPT_32	2024	12	12	87	10

Las oportunidades PRG\_OPT son sustentadas en los estudios de plays relacionadas al potencial adicional  
\* Valor medio.

Continuación:

Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
RFM_OPT_33	2024	14	14	86	12
RFM_OPT_34	2024	30	30	53	16
RFM_OPT_35	2024	23	23	50	11
RFM_OPT_36	2025	20	19	56	11
RFM_OPT_37	2025	12	12	81	10
RFM_OPT_38	2025	21	21	48	10
RFM_OPT_39	2025	24	24	44	11
RFM_OPT_40	2025	13	13	82	10
RFM_OPT_41	2025	12	12	83	10
RFM_OPT_42	2026	20	20	50	10
RFM_OPT_43	2026	11	11	92	10
RFM_OPT_44	2026	14	14	70	10
RFM_OPT_45	2026	21	21	51	11
RFM_OPT_46	2026	14	14	67	9
Xolotan-1	2026	21	21	41	9
Bokoloch-1	2027	20	20	37	7
RFM_OPT_47	2027	13	13	69	9
RFM_OPT_48	2027	14	13	70	9
RFM_OPT_49	2027	15	14	66	10
RFM_OPT_50	2027	13	13	71	9
RFM_OPT_51	2027	12	12	73	9
Baskan-1	2028	24	24	32	8
RFM_OPT_52	2028	23	23	36	8
RFM_OPT_53	2028	13	13	68	9
RFM_OPT_54	2028	18	18	47	8
RFM_OPT_55	2028	13	13	70	9
RFM_OPT_56	2028	23	23	36	8
RFM_OPT_57	2028	14	13	65	9
RFM_OPT_58	2029	12	12	66	8
RFM_OPT_59	2029	17	17	47	8
RFM_OPT_60	2029	30	29	23	7
RFM_OPT_61	2029	20	20	38	8
RFM_OPT_62	2029	21	21	36	8
RFM_OPT_63	2029	11	11	70	8
Sisgua-1	2029	17	17	46	8
Blancagua-1	2030	15	15	27	4
Niza-1	2030	13	13	35	5

RFM_OPT_64	2030	13	13	38	5
RFM_OPT_65	2030	14	14	42	6
RFM_OPT_66	2030	14	14	41	6
RFM_OPT_67	2030	14	14	41	6
Sabana-1	2030	20	19	28	5

Las oportunidades PRG\_OPT son sustentadas en los estudios de plays relacionadas al potencial adicional

\* Valor medio.

### ***b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.***

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que, es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D, sean integrados a los modelos con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.
- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean revisados al contar con información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo y reportar la posible actualización del proyecto a la CNH para verificar si existen modificaciones sustantivas que requieran una modificación en las asignaciones petroleras.
- c) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades puedan representar fielmente las cualidades dinámicas que describen el flujo de los fluidos en el yacimiento, y así poder realizar estimaciones sobre el comportamiento de los mecanismos de producción relevantes, y de perfiles de producción que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubierto o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.

Por lo anterior se debe contar con un programa de toma de información que considere pruebas de presión-producción; análisis PVT para caracterización de fluidos; análisis Stiff; corte de núcleos para caracterización de roca y estudios geomecánicos; experimentos de

laboratorios para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, índices de mojabilidad; toma de registros geofísicos para ubicación de contactos agua-aceite y/o gas aceite, saturaciones de fluidos, y caracterización petrofísica. Cabe mencionar que con una adecuada caracterización del yacimiento y sus fluidos, se debe realizar una adecuada estrategia de explotación, que considere los diferentes procesos de recuperación, y así maximizar el valor económico del proyecto.

### *c) Económica.*

El análisis económico de proyectos de exploración implica un mayor esfuerzo a aquéllos en desarrollo o explotación. Existen dos elementos fundamentales que determinan la recuperación de hidrocarburos en los proyectos exploratorios: Riesgo e Incertidumbre.

Si bien en los proyectos de explotación se definen perfiles de producción, montos de inversión y costos, en los proyectos de exploración se deben considerar que las localizaciones son o no productivas y posteriormente recurrir a la probabilidad para evaluar el potencial de recursos existentes.

En la evaluación de un proyecto de exploración estrictamente no debería hacerse referencia a un Valor Presente Neto (VPN) per se, dado que existe incertidumbre en el número de barriles a extraer, en el monto de las inversiones y en el costo a ejercer. Propiamente, se debería hablar de un Valor Monetario Esperado (VME).

En la industria petrolera existen varios métodos para cuantificar el riesgo, la incertidumbre y evaluar económicamente los proyectos; entre los más utilizados se encuentran:

- 1 Árboles de decisión,
2. Simulaciones estocásticas tipo Monte Carlo.
3. Opciones reales

Cada método define la forma de modelar la incertidumbre en recursos prospectivos, precios y costos; además, señalan cómo incorporar el valor del dinero en el tiempo y cómo administrar los proyectos y sus posibles divergencias.<sup>1</sup>

La información proporcionada y validada por PEP asume que los recursos a recuperar, las inversiones y costos provienen del P50 estimado; con base en lo anterior, la Comisión realizó la evaluación económica sin considerar per se el riesgo y la incertidumbre.

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe riesgo e incertidumbre en la estimación de las variables; con base en lo anterior y, siendo riguroso en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME); en este caso, dado que Pemex maneja el VPN estimado a partir del P50 de las variables, se hace tal simplificación y la Comisión identifica como VPN al indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

<b>Concepto</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Precio del crudo	74.4	usd/barril
Precio de gas	6.0	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la Tabla 12 se presenta la estimación realizada por Pemex para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el Proyecto de Exploración

<sup>1</sup> El método Monte Carlo asume distintas funciones de probabilidad para estimar cada uno de los parámetros; los árboles de decisión asignan probabilidades a cada uno de los parámetros y sus respectivos escenarios; y, las opciones reales, plantean una combinación de escenarios, manejo de cartera, análisis de decisión y fijación de precio de las opciones.

de Evaluación del Potencial Reforma Terciario es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	68,297
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	16,287
Relación VPN/VPI =	peso/peso	4.19
Relación beneficio costo	peso/peso	4.11
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d
TIR	%	52.2%

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, en consistencia con los resultados que presenta Pemex a su análisis de alternativas. Esta alternativa presenta el mejor VPN antes y después de impuestos y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- b) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta ante cambios en las condiciones iniciales (precio de hidrocarburos, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión coincide con Pemex en que la alternativa 1 es la que debe desarrollarse.
- c) Al ser un proyecto exploratorio, el éxito está en función del conocimiento de la zona (estudios geológicos y sísmica aumentan el nivel de certidumbre y disminuyen el riesgo). El volumen de hidrocarburos a recuperar es alto en comparación con las reservas y la producción que presenta la BDOE; de no recuperarse el volumen total, el proyecto vería afectada su rentabilidad y, después de impuestos, podría dejar de ser rentable. Se recomienda seguir detalladamente el plan de ejecución de las actividades físicas del proyecto.
- d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, hacen referencia que para los Proyectos de Exploración son de clase III y IV

para el primer año y IV y V para los siguientes, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

#### d) Ambiental

En la información presentada a esta Comisión, Pemex señala que el *polígono que comprende el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario tiene un área de 23,428 km<sup>2</sup> de la que sólo 292 km<sup>2</sup> cuentan con permiso ambiental.*

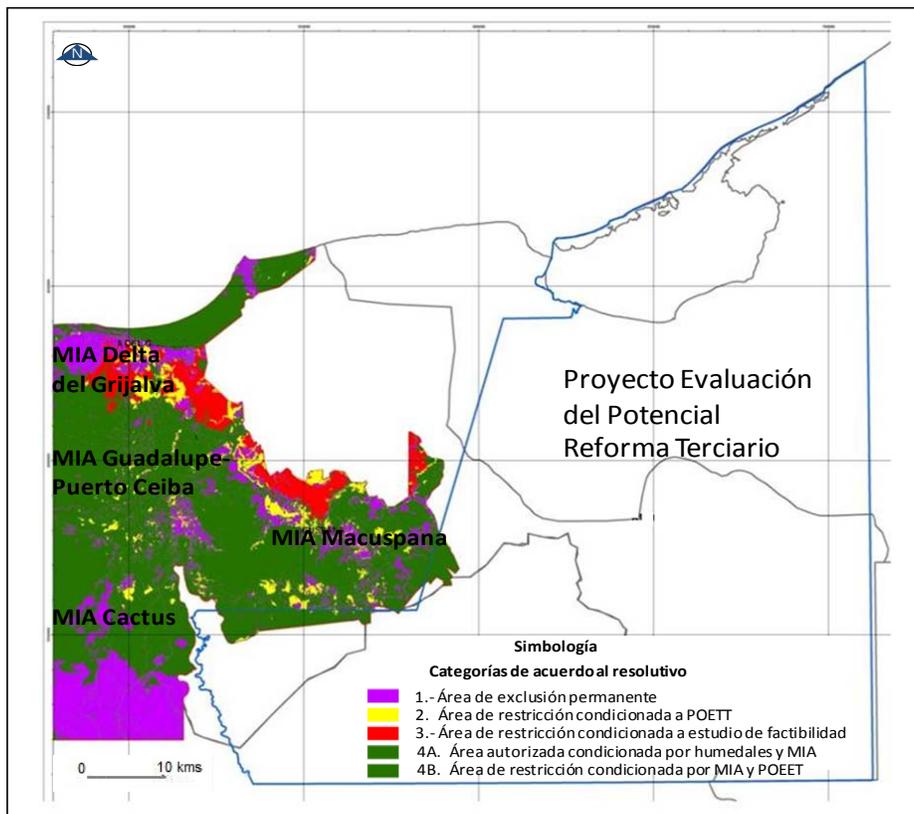


Figura2. Categorías del Proyecto Evaluación de Potencial Reforma Terciario (Fuente Pemex)

El área del proyecto que cuenta con autorización está comprendida dentro del proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”, el cual cuenta con los siguientes oficios resolutivos:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 de fecha 24 de septiembre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo

de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

2. Modificación al oficio S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07, correspondiente al resolutivo S.G.P.A.DGIRA/DG/0141/09 de fecha 15 de enero de 2009 que consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) Es responsabilidad de Pemex contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto Campeche Oriente.
- b) De acuerdo a la información expuesta por Pemex, sólo un 1.24 % del área total del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario cuentan con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT). Para el área restante (98.76%), esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para poder realizar las actividades contempladas en ésta área, puesto que en el estado actual en el que se encuentra no es posible aplicar el procedimiento de verificación ambiental.
- c) Se recomienda incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área del proyecto y la localización de las actividades contempladas para éste, con el objetivo de brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- d) 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 Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, cuenta de manera prácticamente nula, 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), sin embargo, la actividad de perforación de pozos exploratorios inicia en 2013 lo cual permite realizar los trámites para contar con la autorización ambiental.

### *e) Seguridad Industrial.*

Respecto a los aspectos de seguridad industrial para el proyecto, Pemex señala que la opción seleccionada del proyecto es la que consiste en la adquisición sísmica y la realización de estudios geológicos y geofísicos durante los primeros años, además de la perforación de pozos exploratorios en las zonas con mayor conocimiento geológico.

Por lo que los principales riesgos a identificar, serán los correspondientes a la perforación y terminación de pozos (84 pozos exploratorios en el periodo 2011 -2030) además de la realización de 3 estudios geofísicos de adquisición sísmica 2D y uno de adquisición sísmica 3D para los años 2011 al 2016.

**Identificación de Riesgos Operativos.** Pemex menciona que la identificación de riesgos en cuanto a la perforación y terminación de pozos, se asocian principalmente a problemas mecánicos imprevistos, siendo los principales factores que alimentan estos riesgos los siguientes:

- La profundidad de los pozos exploratorios.
- Presencia de flujos de agua salada.
- El control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.

**Evaluación de riesgos operativos.** Pemex menciona que con el fin de minimizar los riesgos operativos, se está aplicando la metodología VCDSE en el diseño de las etapas de perforación y

terminación de pozos, así como la incorporación de nuevas tecnologías, como el uso de herramientas que permiten conocer en tiempo real el tipo de formación que se está atravesando y con ello, tomar las mejores decisiones en forma oportuna, lo que redundaría en una significativa disminución de riesgos. Sin embargo, no se menciona una metodología bien definida que permita evaluar los elementos que intervienen en la evaluación de los riesgos operativos.

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) Respecto a la parte de toma de información sísmica Pemex no menciona ningún factor de riesgo, sin embargo, elementos como las detonaciones que se hacen en el subsuelo o factores socio ambientales deben ser considerados.
- b) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad 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 Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- c) Tanto para la perforación de pozos como para la toma de información sísmica 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 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
  
- e) En 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.
  
- f) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.
  
- g) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.
  
- h) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios intervienen externos, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera

eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

- i) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

## VII. Conclusiones y Recomendaciones

### 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.

En este sentido, el grupo de trabajo determina lo siguiente:

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 33, 34, 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 801, 879, 1143, 1146, 1171, 1173, 1174, 1175, 1179, 1428, 1429, 1430, 1431, 1432, 1433 y 1434, que la SENER considera como áreas 094-62, 094-61, 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 093-62, 092-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 093-60, 093-61, 091-58, 091-56, 092-58, 093-58, 093-59, 094-57, 094-58 y 094-59, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, con base en la información que fue remitida y analizada.
- c) Pemex deberá vigilar que las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, no generen modificación sustantiva de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

El reporte de métricas antes mencionado deberá enviarse anualmente en formato electrónico y por escrito, y cuando la Comisión lo considere necesario presentarse por el funcionario de Pemex responsable.

- d) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen y la opinión técnica como favorable con

condicionantes, lo que le permitirá la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.

- e) 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.

## **RECOMENDACIONES**

- a) Conforme al proceso de dictamen que se realizó para este proyecto, se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- b) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad 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 Pemex deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- c) Para la evaluación de los riesgos operativos, se debe realizar un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- d) En términos del inciso b) de las conclusiones, se considera necesario que la Comisión sugiera a la SENER que otorgue un solo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- e) De igual forma, se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado siguiente sean integradas en los términos y condiciones de las

asignaciones correspondientes, de manera que se pueda dar seguimiento y atención a las recomendaciones técnicas de la CNH.

f) Existen áreas de oportunidad que deben ser identificadas y atendidas a la brevedad para fortalecer el proyecto y apoyar en su mejor desempeño. De manera ejemplificativa se señalan las siguientes:

1. El Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG). La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración para dar mayor transparencia tanto al seguimiento de los proyectos como al análisis del portafolio de inversiones de Pemex; además, esto apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país.
2. En la documentación presentada Pemex señaló que el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario forma parte del proyecto Programa Estratégico de Gas, pero no se encuentra detallado dentro de la documentación del PEG. Esta Comisión recomienda que se lleve un control de los cambios en las inversiones, objetivos, alcances y actividades de todos sus proyectos, en este caso, el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente de dónde se documente.
3. Pemex debe documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos bajo los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación que haya emitido la Comisión, vigentes en ese momento.

## VIII. Condicionantes

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen así como la opinión técnica favorable del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario como Favorable con condicionantes con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar; las fechas de inicio y finalización; responsables; entregables; costos, y demás información que Pemex considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a la publicación del dictamen en su página de internet ([www.cnh.gob.mx](http://www.cnh.gob.mx)). Pemex deberá enviar trimestralmente a la Comisión los avances a los programas de trabajo en formato electrónico y por escrito.

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, siempre y cuando el proyecto no sufra de una modificación sustantiva que obligue en el corto plazo a ser nuevamente presentado ante CNH para un nuevo dictamen, en apego a lo establecido en la Resolución CNH.06.002/09.

1. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios y reportar su avance trimestralmente o previamente en el caso de que se cuente con información nueva proveniente de un estudio o de la perforación de un pozo que genere una modificación

sustantiva al proyecto. Además, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado en cada pozo construido.

3. Pemex debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (Sísmica 3D, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
4. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
5. Pemex deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.
6. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
7. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, 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 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

## IX. Opinión a las asignaciones

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

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, conclusiones, recomendaciones y condicionantes al proyecto que han quedado descritas en el presente documento se emite la opinión con la finalidad de que la SENER los tome en consideración en los términos y condiciones de los títulos de las asignaciones petroleras que corresponda otorgar para el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 33, 34, 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 801, 879, 1143, 1146, 1171, 1173, 1174, 1175, 1179, 1428, 1429, 1430, 1431, 1432, 1433 y 1434, que la SENER considera como áreas 094-62, 094-61, 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 093-62, 092-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 093-60, 093-61, 091-58, 091-56, 092-58, 093-58, 093-59, 094-57, 094-58 y 094-59, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Reforma Terciario.

Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Reforma Terciario												
	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030	% Variación
<b>Modificación Sustantiva</b>												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	248	525	692	1,725	1,962	1,007	678	792	25,520	25
	(mmpesos)	Real										
<b>Seguimiento</b>												
1.- Pozos	(número)	Programa	0	0	1	3	3	3	3	4	84	NA
	(número)	Real										
2.- Sísmica 3D	(km2)	Programa	0	0	0	0	1,050	0	0	0	1,050	NA
	(km2)	Real										
Sísmica 2D	(km)	Programa	0	0	0	7,500	1,700	920	0	0	10,120	NA
	(km)	Real										
3.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	607	NA
3.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	0	31	72	58	54	62	82	1,081	NA
3.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	0	89	215	184	192	195	256	1,997	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										
<b>NA. No aplica.</b>												

\*Se deberá vigilar que la variación de las inversiones no sea mayor a 25% en el total y de manera anual.