



**GOBIERNO  
FEDERAL**



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

**DICTAMEN DEL PROYECTO DE  
EXPLORACIÓN INCORPORACIÓN DE  
RESERVAS LITORAL DE TABASCO  
TERRESTRE**

**ABRIL 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>15</b>
A) UBICACIÓN.....	15
B) OBJETIVO .....	16
C) ALCANCE .....	16
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	16
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. ....	27
C) ECONÓMICA.....	28
D) AMBIENTAL.....	31
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL. ....	36
<b>VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>39</b>
<b>VIII. CONDICIONANTES.....</b>	<b>43</b>
<b>IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES .....</b>	<b>46</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>49</b>
<b>ANEXO II .....</b>	<b>49</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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.

El Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Sur y cuyas inversiones están avaladas por el proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), 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: 1502, 1141, 1176, 1188, 1189, 1179, 646 y 1429 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-57, 090-58, 091-57, 091-58, 092-57 y 092-58 mediante oficio No. SRS-10000-GPERS-467-2011, del 24 de marzo de 2011 y recibido en la SENER el 14 de abril del 2011.

El dictamen del Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, 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 adicional sobre los proyectos, presentados a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.192-11, recibido en la CNH el 25 de abril de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), remitió:

- Información técnico-económica del Proyecto.
  - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del Proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido en la CNH el 28 de enero del 2011; evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011, recibido en la CNH el 14 de febrero del 2011, así como la componente ambiental de los proyectos, mediante oficio SPE-369/2011, recibido en la CNH el día 29 de junio del 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 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 Pemex 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 área 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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, 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 proyecto PEG 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 e incorporación de reservas***

De acuerdo a la información presentada por Pemex, el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre considera las actividades de exploración en áreas estratégicas y/o de mayor potencial, en las que se cuenta con información sísmica que permitirá enfocarse en oportunidades de descubrimiento con mayores posibilidades de incorporar reservas.

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 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**

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 el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

*Pemex señala: El polígono que comprende el proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre tiene un área de 2,177 km<sup>2</sup> de los cuales solamente 152 km<sup>2</sup> cuentan con permiso ambiental y 2,025 km<sup>2</sup> se tendrá que gestionar la autorización ambiental correspondiente.*

Las áreas 089-57, 090-57 y 089-58 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto.

Cabe destacar que las áreas 091-57, 092-57, 090-58, 091-58 Y 092-58 no cuentan con autorización ambiental.

Por lo anterior, la CNH recomienda gestionar las autorizaciones ambientales correspondientes de manera anticipada a la realización de las actividades del proyecto.

- **Seguridad Industrial**

Referente a la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, se identifica que tanto para la instalación de equipos de perforación como para la perforación de pozos, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos operativos, evaluación de éstos, mecanismos de

mitigación y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75L. La identificación y la evaluación de riesgos operativos deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable en el marco normativo nacional o internacional.

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.

- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance de dicho proyecto. Por lo que Pemex deberá atender lo siguiente:

1. Acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar su avance trimestralmente.

Informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo.

Enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado en cada pozo construido.

3. Informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.

4. Informar trimestralmente sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos y geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto de acuerdo con los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el Diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, o los que en su momento resulten aplicables, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

7. Elaborar un análisis de 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.
8. En el caso de éxito exploratorio, 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; lo anterior, 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.

9. 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.
  
10. 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, tal como la API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos, gestión y control de operaciones en tierra y costa afuera y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

### III. Mandato de la CNH

Como consecuencia de la reforma energética aprobada por el Congreso de la Unión en 2008, el Ejecutivo Federal expidió 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, en el que se estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras (artículo Quinto transitorio del RLR27), el cual establece:

*“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.”*

Por lo que la Comisión y SENER establecen 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.

En relación con lo anterior, la Comisión tiene las siguientes facultades en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y asignaciones petroleras:

- 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”*.
- 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 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”.*
- *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.*

En este orden de ideas, en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, 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”.*

*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, 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>
<i>Hasta mil millones de pesos</i>	<i>25%</i>
<i>Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos</i>	<i>15%</i>
<i>Mayor a 10 mil millones de pesos</i>	<i>10%</i>

*“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 artículo Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

Por lo que en congruencia con lo previsto en las disposiciones jurídicas vigentes antes señaladas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos formula el dictamen técnico respecto de los proyectos a los que se asocian las asignaciones petroleras en revisión conforme al artículo Quinto transitorio del RLR27, y con base en el mismo, emite la opinión sobre las asignaciones relacionadas con dichos proyectos, a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

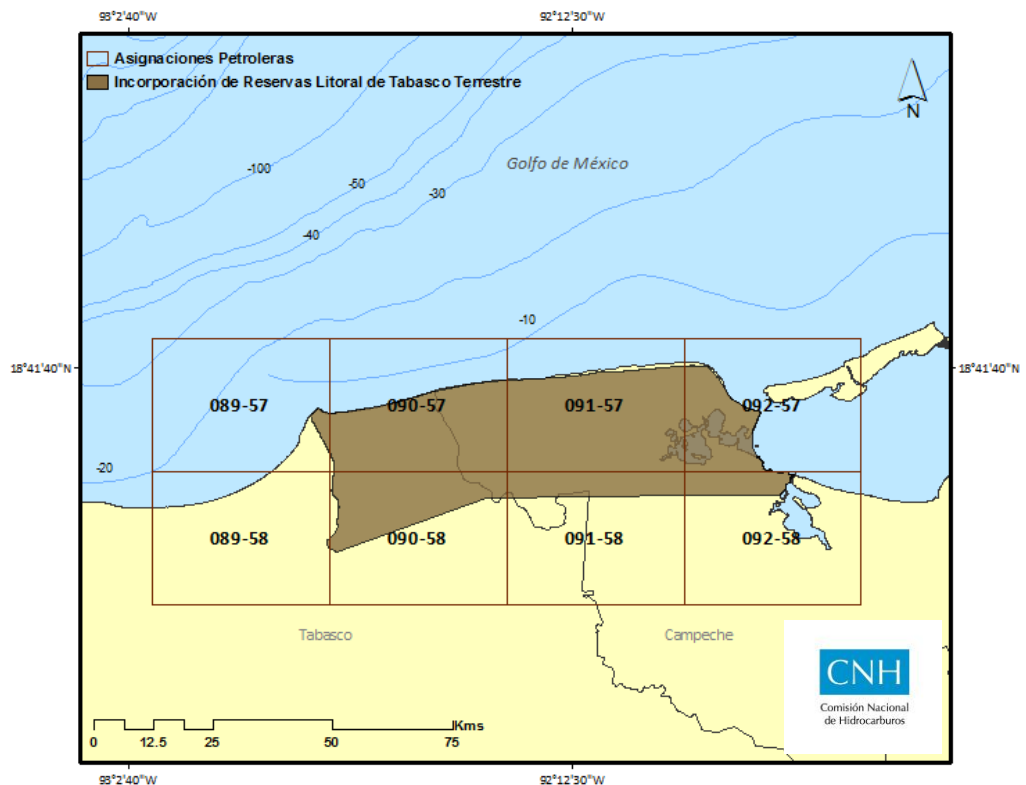
## IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.192-11, recibido en la CNH el 25 de abril de 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

### *a) Ubicación.*

El proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre se ubica en el sureste de México, en la planicie costera del Golfo de México, cubre la parte nororiental del estado de Tabasco y noroccidental del estado de Campeche, los principales municipios que comprende son: Centla del estado de Tabasco, y Carmen y Palizada en el estado de Campeche. Limita al norte con el Golfo de México, al sur con los municipios de Jonuta, Palizada y Centla, al oeste con el río Grijalva y al este con el municipio del Carmen. Cubre un área de 2,177 km<sup>2</sup>, Figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.



## *b) Objetivo*

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre tiene como objetivo incorporar reservas de aceite superligero y ligero con un volumen que varía de 58 mmbpce en el percentil 10 a 543 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 244 mmbpce en rocas carbonatadas del Mesozoico. La inversión exploratoria total se estima en 4,529 millones de pesos, en el periodo de 2011-2022.

## *c) Alcance*

El programa operativo considera la perforación de 11 pozos exploratorios, la realización de 29 estudios geológicos y la adquisición de 140 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

## *d) Volumen y Recursos Prospectivos.*

Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial, algunos proyectos exploratorios se dividieron en diferentes áreas prioritarias en base a tres 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.

En este contexto, el proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, debido al grado de avance que tiene en el proceso exploratorio, la similitud en características geológicas de sus objetivos y la dimensión de su área geográfica, se considera en su totalidad como una sola área prioritaria de incorporación de reservas de aceite ligero y superligero.



Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Litoral de Tabasco Terrestre	11

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)
Litoral de Tabasco Terrestre	717

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a incorporar.

Proyecto	Recursos prospectivos a incorporar (mmbpce)
Litoral de Tabasco Terrestre	244

A continuación se describe cada una de las dos alternativas analizadas y presentadas por Petróleos Mexicanos de las cuales realizó la selección para la ejecución del proyecto.

**Alternativa 1.** *La opción 1 corresponde a la alternativa seleccionada y su estrategia consiste en perforar 11 pozos exploratorios con objetivos mesozoicos en un periodo de 12 años (2011-2022) que incorporarán 244 mmbpce. Para reducir el riesgo exploratorio en los pozos exploratorios, se tiene considerada la adquisición de un cubo sísmico y la realización de 29 estudios geológicos.*

*La estrategia de esta opción es priorizar el volumen de reservas a incorporar, por lo tanto, se tiene contemplado privilegiar la perforación de los pozos exploratorios con mayor potencial de hidrocarburos, independientemente del riesgo geológico de cada uno de ellos y su ubicación dentro del área del proyecto. El programa es perforar un pozo por año, excepto durante el 2012.*

*La inversión exploratoria total estimada es de 4,529 millones de pesos, de los cuales 4,441 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 88 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 40,565 millones de pesos con un índice de utilidad de 5.52 pesos/peso.*

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 244 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2031
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	58
media	48	0	36	38	31	25	24	11	244
P <sub>90</sub>	144	0	116	127	97	79	70	32	543

**Alternativa 2.** *La estrategia de la alternativa 2 es perforar únicamente nueve pozos con objetivos mesozoicos en un periodo de 10 años (2011-2021) e incorporar 206 mmbpce. Para reducir el riesgo exploratorio se tiene considerada la adquisición de un cubo sísmico y la realización de 21 estudios geológicos.*

*En esta alternativa 2, durante los años 2011, 2014, 2015 y 2016 se espera perforar un pozo exploratorio por año en la porción noroeste del proyecto. Estos pozos a perforar son los de menor riesgo exploratorio y buscarán hidrocarburos en rocas carbonatadas similares a las productoras en el campo Costero.*

*Durante cada uno de los años 2017, 2018 y 2019 se perforarán un pozo con riesgo medio en la porción suroeste del proyecto, sus objetivos son los carbonatos del Cretácico y del Jurásico, similares a los que producen en los campos Yum, Yagual y Palangre.*

*Para los años 2020 y 2021 se programa perforar un pozo por año, en la porción centro y norte del proyecto; sus objetivos son las rocas carbonatadas del Cretácico Medio, productoras en los campos Costero y Yum. Estos pozos se espera incorporen menos volumen de hidrocarburos que los anteriores.*

*La inversión exploratoria total estimada es de 3,915 millones de pesos, de los cuales, 3,811 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 104 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 29,572 millones de pesos con un índice de utilidad de 4.97 pesos/peso.*

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 206 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	40
media	48	0	0	11	8	24	36	31	206
P <sub>90</sub>	144	0	0	32	26	70	116	97	458

**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 2011-2022 en el proyecto es de 4,529 millones de pesos, de los cuales, 4,441 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 88 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	2011-2022
Inversión exploratoria	647	33	403	403	411	230	421	396	4,529
Estratégica	637	24	394	393	401	221	412	395	4,441
Pozos <sup>a</sup>	389	10	385	385	399	220	411	385	4,124
Sísmica	243	0	0	0	0	0	0	0	243
Estudios	5	14	9	8	2	1	1	10	74
Operacional	10	9	9	10	10	9	9	1	88

(a) Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios.

A continuación se muestran las inversiones programadas para futuro desarrollo en el proyecto, así como los costos operativos totales, Tabla 7 y Tabla 8, respectivamente:

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	58	8,571
media	0	0	244	504	414	483	954	1,413	12,978
P <sub>90</sub>	0	0	431	1,215	1,309	1,347	2,412	3,304	18,905

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	77	9,425
media	0	0	43	177	252	305	381	602	12,528
P <sub>90</sub>	0	0	108	459	719	891	954	1,314	16,719

### *f) Indicadores económicos*

La evaluación del Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, 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	Unidades	Alternativa 1
VPN	mmpesos	40,565
VPN/VPI	pesos/pesos	5.52
Recursos prospectivos	mmbpce	244

## 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. 512.192-11, respecto de las asignaciones denominadas: 1502, 1141, 1176, 1188, 1189, 1179, 646 y 1429 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-57, 090-58, 091-57, 091-58, 092-57 y 092-58.

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, PEP proporcionó información adicional mediante los oficios siguientes: SPE-GRHYPE-029/2011 relacionada a evaluaciones económicas y SPE-GRHYPE-

022/2010 (sic) relacionado a la Clase de Costos del Proyecto. Oficio SPE-369/2011, recibido en la CNH el día 29 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; proporcionada por Pemex 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>Suficiente</b>	Comentario:
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>Suficiente</b>	Comentario:
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>Suficiente</b>	Comentario:
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>Insuficiente</b>	Comentario: El proyecto tiene un área de 2,177 km <sup>2</sup> de los cuales sólo 152 km <sup>2</sup> cuentan con permiso ambiental.

### *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:

- 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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, 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.
- 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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre 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 de exploración del proyecto PEG. Lo anterior, reducirá carga financiera al PEG permitiendo mayor transparencia tanto en el seguimiento de los proyectos como en el análisis del portafolio de inversiones de Pemex;

además apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país y de los proyectos de explotación.

- b) En la Tabla 10 se muestran 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 incorporación de reservas, 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
Altamonti-1	2011	44	19	108	48
Nikim-1	2013	29	29	123	36
LACHOCA-1	2014	25	25	154	38
Tabanero-1	2015	34	34	90	31
MAJESTUOSO-1	2016	40	40	63	25
YUKA-1	2017	37	37	64	24
Gabanudo-101	2018	48	46	23	11
Balsar-1	2019	32	31	38	12
Ribereño-101	2020	44	41	19	8
Casabe-1	2021	25	24	21	5
Corozo-1	2022	35	32	14	5

\* 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 actualizados al contar con información resultante de estudios o de la perforación de pozos. Se deberá 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 descubiertos que 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; así como análisis de laboratorios para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, índices de mojabilidad. Similarmente, se deben tomar de registros geofísicos para ubicar los 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 inciden en 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)

---

<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.

sería el Valor Monetario Esperado (VME). En la documentación de este proyecto, Pemex calcula un VPN estimado a partir del P50 de las variables, por lo que la Comisión revisó los cálculos, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	77.9	usd/bpce
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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre 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	40,565
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	7,342
Relación VPN/VPI =	peso/peso	5.52
Relación beneficio costo=	peso/peso	4.76

- 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 el proyecto es robusto 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 presentada es la que muestra los mayores beneficios económicos.
- 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 lo reportado en la BDOE 2010; sin embargo el recurso a recuperar estimado es la tercera parte del recurso medio de la BDOE 2010. Por otro lado, en el periodo 2011 – 2030 el volumen de hidrocarburos a extraer es inferior en 9 mmbpce a lo reportado en la BDOE 2010, revelando que hay un elevado grado de incertidumbre. 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) Si bien PEP alerta en su documento que se debe ser cauteloso en las comparaciones realizadas entre la información que envía para proyectos y la que presenta en la BDOE, las divergencias son notables; se requiere que se explique detalladamente dónde radica el origen de dichas diferencias.
- e) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic) 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. Por lo anterior, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

#### ***d) Ambiental.***

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 el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

En relación con este proyecto, Pemex obtuvo las siguientes autorizaciones:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 de fecha 7 de septiembre de 2007 , por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta Grijalva” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y la modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0098/09 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.

Las actividades contempladas en el resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 son:

- 32 pozos: 28 de desarrollo y 4 exploratorios.
- 4 instalaciones de producción (cabezales).
- 32 líneas de descarga.
- 5 oleogasoductos.
- 5 caminos nuevos.



Figura 2.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.

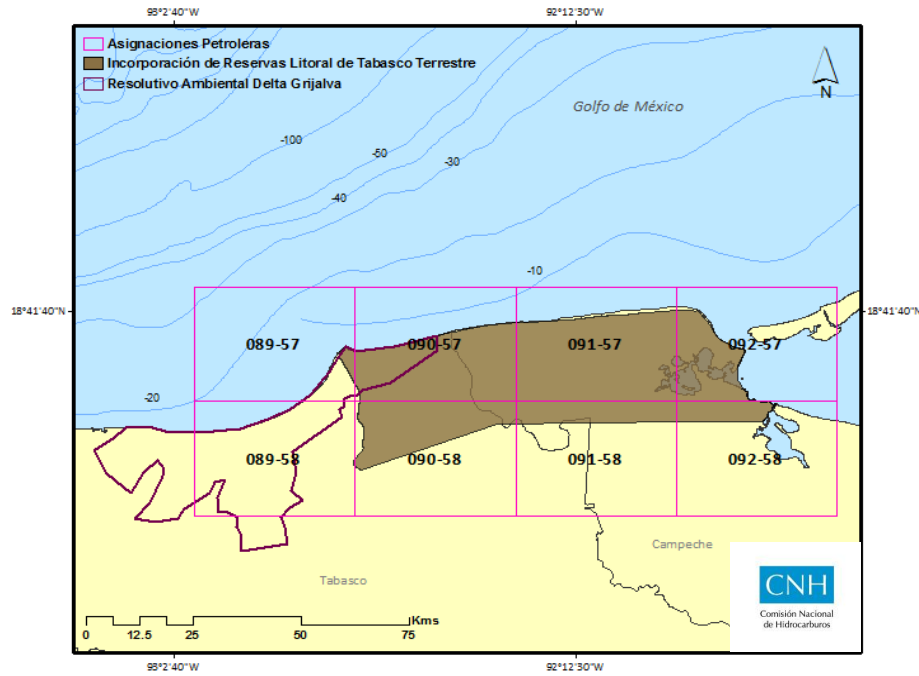
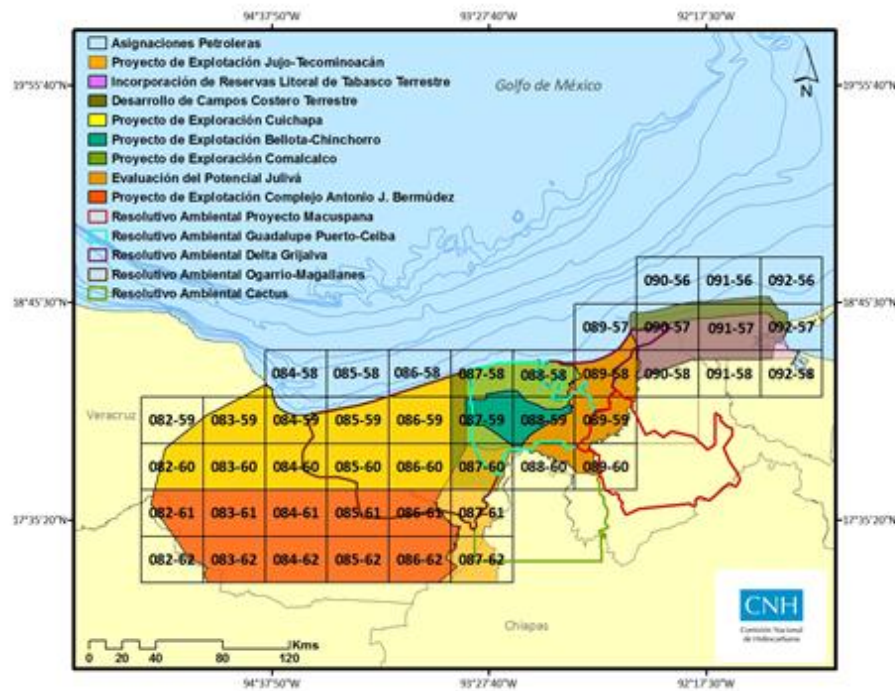


Figura 3.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur.



Por otro lado, Pemex señala: *El polígono que comprende el proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre tiene un área de 2,177 km<sup>2</sup> de los cuales solamente 152 km<sup>2</sup> cuentan con permiso ambiental y 2,025 km<sup>2</sup> se tendrá que gestionar la autorización ambiental correspondiente.*

Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 2 y 3 las áreas 089-57,090-57 y 089-58 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 y su modificación S.G.P.A.DGIRA/DG/0098/09).

De acuerdo a la Figura 3, el área 089-58, se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba” y mediante el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”.

Las áreas 089-57 y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por los resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 y S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 correspondientes a los Proyectos “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa” y “Proyecto Kuchkabal” respectivamente.

Cabe destacar que las áreas 091-57, 092-57, 090-58, 091-58 Y 092-58 no cuentan con autorización ambiental.

Esta Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan al proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades.

- b) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.
- c) 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. 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 c) 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) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.

- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- g) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre cuenta de manera casi 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).

### *e) Seguridad Industrial.*

Respecto a los aspectos de seguridad industrial para el proyecto Pemex señala que cuenta con los siguientes elementos:

#### **Identificación de Riesgos Operativos.**

Los riesgos operativos recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a aspectos técnicos y problemas mecánicos imprevistos, que incrementan los tiempos y costos de los pozos. Los principales factores de riesgo en las operaciones de pozos exploratorios son:

- Fallas geológicas
- La profundidad de los pozos exploratorios que oscila entre 6,000 y 6,200 m, con objetivos en diferentes niveles estratigráficos.
- Zonas con presiones anormales.
- Altas temperaturas de formación.
- Acuíferos someros
- Formaciones inestables

## **Evaluación de riesgos operativos.**

Con el fin de garantizar el alcance de los objetivos geológicos y 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 para su análisis y con ello, tomar las mejores decisiones en forma oportuna, lo que redunda en una significativa disminución de riesgos operativos, además de generar ahorros sustantivos en tiempo y costo.

Además se tienen las siguientes medidas y planes de contingencia: implantación del sistema integral de administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que incluye los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como control y restauración de las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente, también como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos como: sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de la norma ISO 14000, legislación ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales, talleres de análisis de riesgos, sistema de permisos para trabajos con riesgo, etc.

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) 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.

- b) Resulta importante que Pemex cuente con un proceso bien definido que identifique los riesgos bajo una metodología apegada a las mejores prácticas y estándares internacionales para asegurar la eficiencia y efectividad de la misma, por lo que esta Comisión recomienda que Pemex implemente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de administración de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75L. La identificación y la evaluación de riesgos operativos deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable en el marco normativo nacional o internacional.
- c) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe tener un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas 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.
- d) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de equipos 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.
- e) 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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.
- b) Se emite opinión favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 1502, 1141, 1176, 1188, 1189, 1179, 646 y 1429 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-57, 090-58, 091-57, 091-58, 092-57 y 092-58, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, con base en la información que fue remitida y analizada.
- c) 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.
- d) Pemex, a través de PEP, deberá observar las métricas señaladas en el Anexo I del dictamen técnico y entregar un reporte anual de seguimiento conforme a dicho Anexo que permita identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

El reporte de métricas deberá presentarse en formato electrónico y por escrito, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en que se hubiere emitido este dictamen, en el entendido que la Comisión podrá solicitar la comparecencia del funcionario de Pemex responsable del proyecto, cuando lo considere necesario.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto, de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Resolución CNH.06.002/09), Pemex estará obligado a obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado, para lo cual deberá cumplir con los elementos señalados en dicha Resolución CNH.06.002/09 o los lineamientos técnicos que sean vigentes en ese momento.

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex, a través de PEP) para mantener como favorable con condicionantes el dictamen del proyecto y la opinión técnica sobre las asignaciones que le corresponden, lo que le permitirá dar continuidad a 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.
- f) Se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado anterior se integren en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes.
- g) 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) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- b) La identificación y 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 nacional o internacional.

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 perforación de pozos resulta importante que Pemex cuente 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, tal como la API RP 75L.

- c) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe tener un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificar si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, así como definir claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- d) Pemex debe atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- e) Pemex debe solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- f) El Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, está documentado ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG). La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración del proyecto PEG, a efecto de reducir la carga financiera al mismo y 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.
- g) En la documentación presentada, Pemex señaló que el proyecto PEG se documentó de forma integrada, sin desagregar cada uno de los proyectos incluidos, por lo que el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre no se encuentra detallado dentro de la documentación del PEG. Al respecto, esta Comisión recomienda que Pemex lleve un control de los cambios en las inversiones, objetivos, alcances y actividades de todos sus proyectos, en este caso, del Proyecto de Exploración

Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente en qué proyecto se documente.

- h) Pemex debe documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos de acuerdo con los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación, emitidos por 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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre 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 que surta efectos la notificación a PEP de la Resolución que se emita sobre el presente Dictamen. PEP deberá informar trimestralmente, por escrito y en formato electrónico, los avances a dichos programas.

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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, 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. Acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar su avance trimestralmente.

Informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo.

Enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado en cada pozo construido.

3. Informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
4. Informar trimestralmente sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos y geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto de acuerdo con los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el Diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, o los que en su momento resulten aplicables, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del

servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

7. Elaborar un análisis de 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.
8. En el caso de éxito exploratorio, 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; lo anterior, 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.
9. 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 con 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.
10. 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, tal como la API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos, gestión y control de operaciones en tierra y costa afuera 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 Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 1502, 1141, 1176, 1188, 1189, 1179, 646 y 1429 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-57, 090-58, 091-57, 091-58, 092-57 y 092-58, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre, con base en la información que fue remitida y analizada.

## Métricas del Proyecto Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre.

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2022	% Variación
<b>Modificación Sustantiva</b>												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	647	33	403	403	411	230	421	396	4,529	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	1	0	1	1	1	1	1	1	11	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica 3D	(km2)	Programa	140	0	0	0	0	0	0	0	140	25
	(km2)	Real										
4.- Estudios geológicos	(número)	Programa	17	10	2	0	0	0	0	0	29	25
	(número)	Real										
<b>Seguimiento</b>												
1.- 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	58	NA
1.- Recurso Prospectivo a incorporar P50	(mmbpce)	Programa P50	48	0	36	38	31	25	24	11	244	NA
1.- Recurso Prospectivo a incorporar P90	(mmbpce)	Programa P90	144	0	116	127	97	79	70	32	543	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

**NA. No aplica.**

\* Información que deberá presentar Pemex

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

<b>Informe de terminación del pozo exploratorio XXXX</b>				<b>Fecha:</b>	
Municipio o entidad federativa:					
Región:					
Activo:					
Proyecto:					
Formación:					
<b>Coordenadas:</b>		<b>Conductor</b>		<b>Objetivo 1</b>	<b>Objetivo n</b>
Longitud:		X:			
Latitud:		Y:			
Núm. de equipo de perforación:					
Propietario:					
Capacidad (HP)					
Tirante de agua (m):					
Profundidad total (m):	Vertical:		Desarrollada:		
Fecha de inicio de perforación:					
Fecha de termino de perforación:					
Fecha de inicio de terminación:					
Fecha de terminación:					
Resultados					
<b>Estado mecánico del pozo: (ajustar de acuerdo al pozo)</b>					
Conductora (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Superficial (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Intermedia (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Explotación (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Profundidad total (m):	Verticales:		Desarrollados:		
<b>Pruebas de producción (ajustar de acuerdo a las pruebas):</b>					
<b>Intervalo 1 (m):</b>	Verticales:		Desarrollados:		
Formación:					
Qo (bpd):					
Qg (Mpcd):					
RGA(m3/m3):					
Estrangulador (pg):					
Densidad del aceite (API):					
Agua (%)					
Salinidad (ppm):					
pH:					
Sedimentos (%):					
Volumen incorporado (Mbpce):	1P	2P	3P		
Reserva incorporada (Mbpce):	1P	2P	3P		
<b>Respecto al proyecto de delimitación y/o desarrollo del campo descubierto:</b>					
Describir la manera en la que se desarrollará el campo descubierto:					
Fecha para la presentación del proyecto a la CNH para dictamen:					
Observaciones:					
Firmas de los responsables:	Administrador o gerente				
<b>Notas:</b>					
La M es de millones.					