



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN EVALUACIÓN DEL POTENCIAL LAMPREA

ABRIL 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	6
III. MANDATO DE LA CNH	11
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	16
A) UBICACIÓN.....	16
B) OBJETIVO	17
C) ALCANCE.....	17
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	17
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	21
F) INDICADORES ECONÓMICOS	22
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	24
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	25
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	27
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	28
A) ESTRATÉGICA.....	28
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	28
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	28
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	31
C) ECONÓMICA.....	33
D) AMBIENTAL.....	36
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.	38
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	42
VIII. CONDICIONANTES.....	46
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	50
ANEXO I.....	51
ANEXO II	52

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 Evaluación del Potencial Lamprea.

El 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 Evaluación del Potencial Lamprea 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. es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Golfo de México Norte, 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: 1072, 1073, 1467, 1468, 1469, 1555, 1556, 1557, 1558, 1562, 1564, 1565, 1567, 1569, 1570 y 1590, que la SENER considera como áreas 074-34, 074-35, 074-36, 074-37, 074-38, 075-34, 075-35, 075-36, 075-37, 075-38, 076-34, 076-35, 076-36, 076-37, 076-38 y 077-34 mediante oficio No. PEP-SRN-1411-2010 del 1 de diciembre de 2010 y recibido en la SENER el 16 de diciembre del 2010.

El dictamen del proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Lamprea 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 información adicional sobre los proyectos, presentados a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.582-10 recibido el 20 de diciembre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, remitió:
 - Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Oficio No. SPE-GRPE-029-2011 de fecha 15 de febrero de 2011, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción, en el cual envían la versión actualizada del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Lamprea.
3. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido el 28 de enero del 2011; evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011, recibido el 14 de febrero del 2011, así como con la componente ambiental de los proyectos, mediante oficio SPE-369/2011 recibido el 29 de junio de 2011.

La información presentada por PEP, así como los requerimientos de información adicional de la CNH se ajustaron a los índices de información y contenidos para la evaluación de los proyectos de 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 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 Lamprea, 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 y Recursos Prospectivos***

De acuerdo a la información presentada por Pemex, el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea 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 realizados y por desarrollarse, Pemex podrá proponer un alcance mayor 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 de Exploración Evaluación del Potencial Lamprea, en relación a las asignaciones petroleras correspondientes, Pemex señaló que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”.

Las áreas 075-34, 076-34, 077-34, 075-35, 076-35, 075-36, 076-36, 075-37, 076-37, 075-38 Y 076-38 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), las áreas 074-34, 074-35, 074-36, 074-37 Y 074-38 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades.

La CNH considera necesario que los permisos en materia de protección ambiental sean actualizados. Adicionalmente, es recomendación de este órgano desconcentrado que al proponer los planes de delimitación y desarrollo de los campos descubiertos en el área comprendida en este proyecto exploratorio, se soliciten permisos ambientales a nivel proyecto.

En este mismo sentido, la CNH recomienda gestionar las autorizaciones ambientales correspondientes de manera anticipada para el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea.

- ***Seguridad Industrial***

Referente a la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea, 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 75. 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 de Evaluación del Potencial Lamprea 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 el avance trimestralmente. Además deberá 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.

Adicionalmente, deberá 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. 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 Evaluación del Potencial Lamprea 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” publicados en el Diario Oficial de la Federación en diciembre de 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.

6. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
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 y análisis de núcleos, análisis de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar las características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos y que 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 evaluación y mitigación de riesgos y el correspondiente plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
11. Enviar a la Comisión, en un lapso no mayor a 30 días hábiles a partir de que surta efectos la notificación de la resolución basada en el presente dictamen, el detalle de los trabajos que ha venido realizando, así como los planes futuros, relacionados con la exploración y explotación de los yacimientos de lutitas gasíferas o Shale Gas. Además, deberá documentar sus actividades como proyecto nuevo, independiente al Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Lamprea, y solicitar las respectivas asignaciones petroleras. De esta manera la Comisión estará en posibilidad de emitir el dictamen y, en su caso, dar seguimiento a las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos no convencionales de esa área del país.

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:*

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
<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.

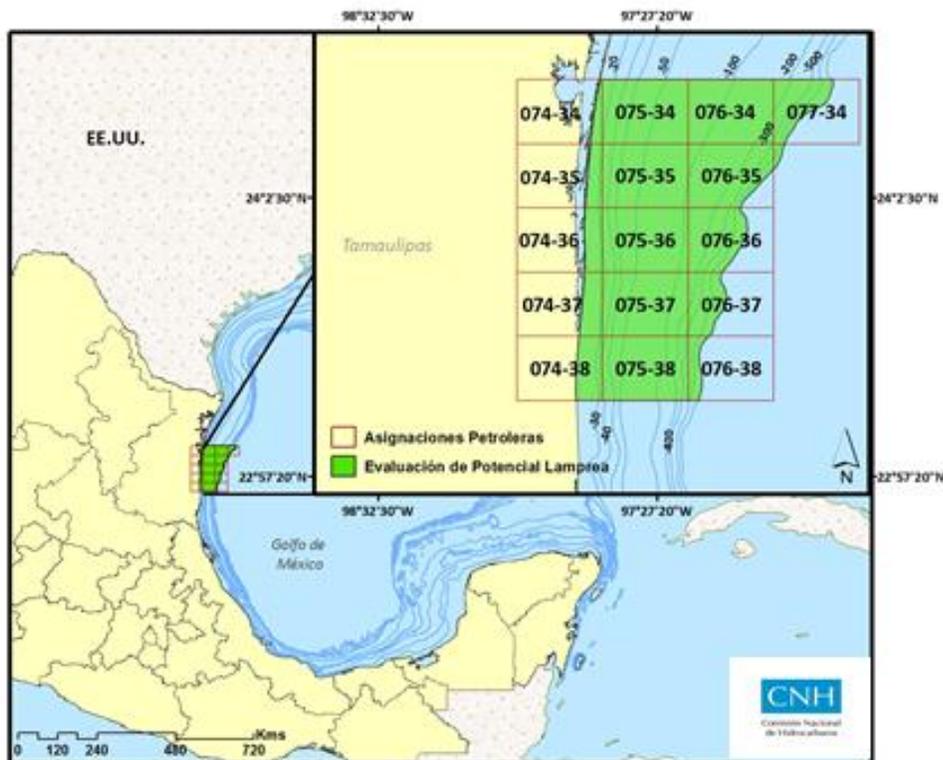
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. SPE-GRPE-029-2011 con fecha del 15 de febrero de 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto Evaluación del Potencial Lamprea, se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, en la franja situada entre el litoral costero de la porción central del estado de Tamaulipas y la isobata de 500 m, frente al municipio de Soto la Marina, entre los paralelos 23° 00' y 24° 30' de latitud norte. Cubre un área de 8,813 km².

Figura 1. Ubicación del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea.



b) Objetivo.

Evaluar el potencial petrolero de los plays terciarios, para definir las mejores áreas de interés que permitan el descubrimiento de reservas de hidrocarburos, con un volumen que varía de 352 mmbpce en el percentil 10 a 1,062 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 613 mmbpce, en rocas siliciclásticas del Terciario y carbonatadas del Mesozoico, en el periodo 2011-2037.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 96 pozos exploratorios y la realización de 82 estudios geológicos. La inversión exploratoria total estimada es de 50,957 millones de pesos, de los cuales 50,437 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 520 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, 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 hidrocarburo esperados y el grado de madurez en el proceso exploratorio así como 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 consideró básicamente las dimensiones del área del proyecto y tirantes de agua.

Con los criterios anteriores, el proyecto Evaluación del Potencial Lamprea se encuentra dividido en dos áreas, las cuales se denominan Gema y Lamprea Norte.

Figura 2. División de áreas del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Lamprea.



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

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Gema	54
Lamprea Norte	42
Total	96

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)
Gema	2,153
Lamprea Norte	1,149
Total	3,302

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Gema	405
Lamprea Norte	208
Total	613

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 alternativa 1 corresponde a la alternativa seleccionada, y contempla incorporar reservas en el corto y mediano plazos prioritariamente en el área Gema, que por su ubicación comprende los principales plays del proyecto y las oportunidades de menor riesgo correspondientes al Terciario (areniscas de sistemas de canales, abanicos submarinos y minicuenas del Plioceno y Mioceno principalmente), cuyos objetivos ubicados hacia el pie de talud y la cuenca, presentan características sísmicas y geológicas similares a las de campos análogos de áreas vecinas que las hacen susceptibles de contener aceite ligero y gas en cantidades comerciales.*

Dentro de esta alternativa se considera incluir también los plays y las oportunidades del área Lamprea Norte que presenten los mejores resultados en su evaluación y el menor riesgo posible en objetivos tanto terciarios como mesozoicos.

La alternativa 1 considera perforar 96 pozos exploratorios en un período de 24 años (2014-2037), e incorporar una reserva media de 613 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 50,957 millones de pesos, de los cuales 50,437 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 520 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El Valor Presente Neto antes de impuestos es de 31,306 millones de pesos con un índice de utilidad de 2.07 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 613 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	2011-2037
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	352
media	0	0	0	27	35	28	4	0	613
P ₉₀	0	0	0	72	88	84	11	0	1,062

Alternativa 2. *Fue diseñada considerando la prioridad de la incorporación de reservas a partir de las localizaciones y oportunidades de mayor volumetría y menor riesgo en plays que a diferencia de la alternativa 1, estarían ubicados sobre la plataforma ó cercanos a ésta, la mayoría dentro del área Lamprea Norte y que corresponden a areniscas de barra de plataforma, canales y zonas de desborde del Plioceno y Mioceno, con capacidad de producción principalmente de gas así como oportunidades correspondientes a plays ubicados sobre la rampa jurásica como los crecimientos carbonatados del Jurásico Superior que al aportar producción comercial, incrementarían el valor de las áreas cercanas a la costa.*

Dentro de esta alternativa también se considera incluir los plays y las oportunidades del área Gema que presenten condiciones favorables acordes a esta alternativa estratégica basada en objetivos correspondientes a los plays someros de plataforma ó cercanos a ésta.

La alternativa 2 considera perforar 70 pozos exploratorios en un período de 22 años (2014-2035) e incorporar una reserva media de 443 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 37,496 millones de pesos, de los cuales 37,013 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 483 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El Valor Presente Neto antes de impuestos es de 22,190 millones de pesos con un índice de utilidad de 1.65 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 443 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 incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	234
media	0	0	0	27	35	7	5	10	443
P ₉₀	0	0	0	72	88	22	14	26	800

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 2011-2037 en el proyecto es de 50,957 millones de pesos, de los cuales 50,437 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 520 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	2011-2037
Inversión exploratoria	18	22	28	678	1,343	1,380	485	0	50,957
Estratégica	0	4	10	659	1,314	1,351	455	0	50,437
Pozos ^(a)	0	0	0	656	1,313	1,335	451	0	50,398
Sísmica	0	4	10	3	1	17	4	0	39
Estudios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operacional	18	18	18	19	28	29	29	0	520

* Incluye la inversión de estudios geofísicos-geotécnicos de apoyo a la perforación de pozos exploratorios.

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 ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	32,412
media	0	0	0	0	0	300	530	644	44,454
P ₉₀	0	0	0	0	0	1,050	1,299	1,465	64,692

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	10,577
media	0	0	0	0	0	0	48	122	12,513
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	122	302	15,063

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea 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	31,306
VPN/VPI	pesos/pesos	2.07
Recursos prospectivos	mmbpce	613

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.512.582-10, respecto de las asignaciones denominadas: 1072, 1073, 1467, 1468, 1469, 1555, 1556, 1557, 1558, 1562, 1564, 1565, 1567, 1569, 1570 y 1590, que la SENER considera como áreas 074-34, 074-35, 074-36, 074-37, 074-38, 075-34, 075-35, 075-36, 075-37, 075-38, 076-34, 076-35, 076-36, 076-37, 076-38 y 077-34.

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, SPE-GRHYPE-022/2010 (sic) relacionado a la Clase de Costos del Proyecto y SPE-369/2011 recibido en la CNH el 8 de septiembre de 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 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:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Insuficiente	Comentario: El proyecto se tiene registrado como de exploración, sin embargo el cuadro 1.4 y los anexos con el desglose anual calendarizado del proyecto consideran un horizonte 2011-2059, el cual considera el posible desarrollo.
1.2 Ubicación	
Suficiente	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.	
Suficiente	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
Suficiente	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.	
Suficiente	Comentario:
e) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo.	

Suficiente	Comentario:
f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial).	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
Suficiente	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
Suficiente	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
Suficiente	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
Suficiente	Comentario:
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
Suficiente	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
Suficiente	Comentario:
3. Estrategia exploratoria	
3.1 Descripción de alternativas	
Suficiente	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	
Suficiente	Comentario:
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Diseño de las actividades de exploración	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
Suficiente	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
Suficiente	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
Suficiente	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	

Suficiente	Comentario:
5. Plan de ejecución del proyecto	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
Suficiente	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
Suficiente	Comentario:
6. Seguridad industrial	
6.1 Identificación de peligros	
Suficiente	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)	
Suficiente	Comentario:
7. Medio Ambiente	
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)	
Suficiente	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:

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (SHCP, SENER, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 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 Lamprea, 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 de Evaluación del Potencial Lamprea están documentadas ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto PEG. Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración de este último. 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 de un proyecto evaluación del 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.

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen* prospectivo mmbpce	Recurso* prospectivo mmbpce
Gema	Gema-1	2014	22	21	122	27
Gema	Hermes-1	2015	18	17	104	19
Gema	Necora-1	2015	19	18	84	16
Gema	Gea-1	2016	18	17	62	11
Gema	Zarpador-1	2016	18	17	95	17
Lamprea Norte	Artemisa-1	2017	14	11	31	4
Gema	Piloto-1	2019	19	8	48	9
Gema	Trasatlantico-1	2020	19	16	51	10
Lamprea Norte	Androgeo-1	2021	15	11	20	3
Gema	Diluvio-1	2022	20	18	75	15
Gema	Goleta-1	2022	17	15	81	14
Gema	Heracles-1	2022	19	17	47	9
Gema	Altamar-1	2023	19	17	68	13
Gema	Borde-1	2023	22	18	30	7
Lamprea Norte	Besugo-1	2024	17	9	27	5
Gema	Domo-1	2024	20	18	53	11
Lamprea Norte	Carnada-1	2025	18	16	55	10
Gema	Carpintero-1	2025	19	16	52	10
Gema	Cefeo-1	2025	13	11	50	6
Gema	Estribor-1	2025	18	14	36	7
Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen* prospectivo mmbpce	Recurso* prospectivo mmbpce
Gema	Fragata-1	2025	17	15	43	7

Lamprea Norte	Guaricema-1	2025	19	17	37	7
Gema	LMP_OPT_5	2025	18	16	42	7
Gema	LMP_OPT_16	2025	19	17	35	7
Lamprea Norte	Fugu-1	2026	19	16	35	7
Gema	Mastil-1	2026	20	15	40	8
Gema	Montebello-1	2026	17	12	30	5
Lamprea Norte	Mucharra-1	2026	21	18	34	7
Gema	Surada-1	2026	20	15	34	7
Gema	Xifo-1	2026	19	16	43	8
Gema	LMP_OPT_27	2026	18	16	33	6
Gema	LMP_OPT_36	2026	17	15	36	6
Lamprea Norte	Berryi-1	2027	23	20	32	8
Lamprea Norte	Proa-1	2027	19	16	41	8
Gema	Viajero-1	2027	19	9	21	4
Gema	Zeus-1	2027	14	11	30	4
Gema	LMP_OPT_33	2027	17	15	37	6
Lamprea Norte	Adonis-1	2028	15	11	24	4
Lamprea Norte	Caballa-1	2028	22	17	28	6
Gema	Clio-1	2028	21	16	41	9
Gema	Gelido-1	2028	20	13	23	5
Lamprea Norte	Olimpus-1	2028	18	13	19	3
Lamprea Norte	Pezluna-1	2028	22	18	31	7
Lamprea Norte	Sonar-1	2028	18	15	42	8
Lamprea Norte	LMP_OPT_3	2028	19	15	36	7
Gema	LMP_OPT_15	2028	19	16	32	6
Lamprea Norte	Arpon-1	2029	18	15	33	6
Lamprea Norte	Atlantis-1	2029	15	11	19	3
Lamprea Norte	Escopora-1	2029	20	17	31	6
Gema	Escotilla-1	2029	19	15	47	9
Gema	Hielo-1	2029	19	15	43	8
Gema	Vena-1	2029	19	15	47	9
Lamprea Norte	LMP_OPT_9	2029	19	16	25	5
Gema	LMP_OPT_13	2029	19	16	27	5
Gema	LMP_OPT_24	2029	18	15	27	5
Lamprea Norte	LMP_OPT_29	2029	17	14	28	5
Lamprea Norte	Acerina-1	2030	19	16	33	6
Gema	Calado-1	2030	16	11	38	6
Gema	Cantarin-1	2030	20	10	20	4
Lamprea Norte	Estornino-1	2030	20	17	32	7
Gema	Hefestos-1	2030	23	15	27	6
Gema	LMP_OPT_32	2030	19	15	26	5
Lamprea Norte	Albacora-1	2031	17	14	39	6
Lamprea Norte	Ancla-1	2031	18	16	44	8

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen* prospectivo mmbpce	Recurso* prospectivo mmbpce
Gema	Buque-1	2031	20	12	30	6

Gema	Chairel-1	2031	18	5	13	2
Lamprea Norte	LMP_OPT_8	2031	17	12	19	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_10	2031	15	12	22	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_12	2031	18	13	19	3
Lamprea Norte	Pezestrella-1	2032	21	12	17	4
Lamprea Norte	Sulio-1	2032	21	17	31	6
Gema	LMP_OPT_4	2032	20	15	22	4
Gema	LMP_OPT_11	2032	20	14	16	3
Gema	LMP_OPT_22	2032	18	12	18	3
Gema	LMP_OPT_26	2032	18	13	22	4
Gema	LMP_OPT_30	2032	21	14	16	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_35	2032	17	12	18	3
Lamprea Norte	Calamar-1	2033	14	12	39	6
Lamprea Norte	Cana-1	2033	15	13	39	6
Lamprea Norte	LMP_OPT_17	2033	18	12	17	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_20	2033	17	14	26	4
Lamprea Norte	LMP_OPT_21	2033	17	13	21	4
Lamprea Norte	LMP_OPT_6	2034	17	12	17	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_23	2034	16	11	19	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_31	2034	17	12	20	3
Gema	LMP_OPT_34	2034	17	12	18	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_7	2035	16	10	14	2
Lamprea Norte	LMP_OPT_38	2035	18	9	13	2
Gema	LMP_OPT_1	2036	20	8	10	2
Gema	LMP_OPT_2	2036	21	13	16	3
Lamprea Norte	LMP_OPT_19	2036	16	10	13	2
Lamprea Norte	LMP_OPT_28	2036	15	10	17	3
Gema	LMP_OPT_37	2036	20	17	35	7
Gema	LMP_OPT_14	2037	19	12	17	3
Gema	LMP_OPT_18	2037	19	13	22	4
Gema	LMP_OPT_25	2037	19	12	16	3

*Incluye inversión exploratoria y de futuro desarrollo.

Las oportunidades LMP_OPT son sustentadas en los estudios de plays relacionadas al potencial adicional.

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias. Es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D sean integrados a los modelos actuales 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 a la CNH la posible actualización del proyecto 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, en caso de éxito, 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, e índices de mojabilidad. Similarmente, se deben tomar 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.¹

¹ 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.

La información proporcionada y validada por Pemex 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.

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe mayor incertidumbre en la estimación de 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 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	74.1	usd/barril
Precio de gas	6.0	usd/mpc
Precio del condensado	74.2	usd/bpce
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

usd: Dólares americanos.

bpce: Barril de petróleo crudo equivalente.

mpc: Millar de pies cúbicos.

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 de Evaluación del Potencial Lamprea 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	31,306
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	15,117
Relación VPN/VPI =	peso/peso	2.07
Relación beneficio costo=	peso/peso	2.91

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores indicadores económicos como el mayor VPN, así como 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 presentada es la que muestra los mayores beneficios económicos.
- c) Las alternativas son rentables después de impuestos, sin embargo la Comisión recomienda un cauteloso seguimiento al proyecto y una evaluación minuciosa de la estructura de costos, ya que después de impuestos, el proyecto deja de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
- La producción de hidrocarburos se contrae en 5%.
 - Los costos aumentan 5%.
- d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic) relacionado a la clase de costos del proyecto, se describe que los Proyectos de Exploración incluyen clase de costos 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.

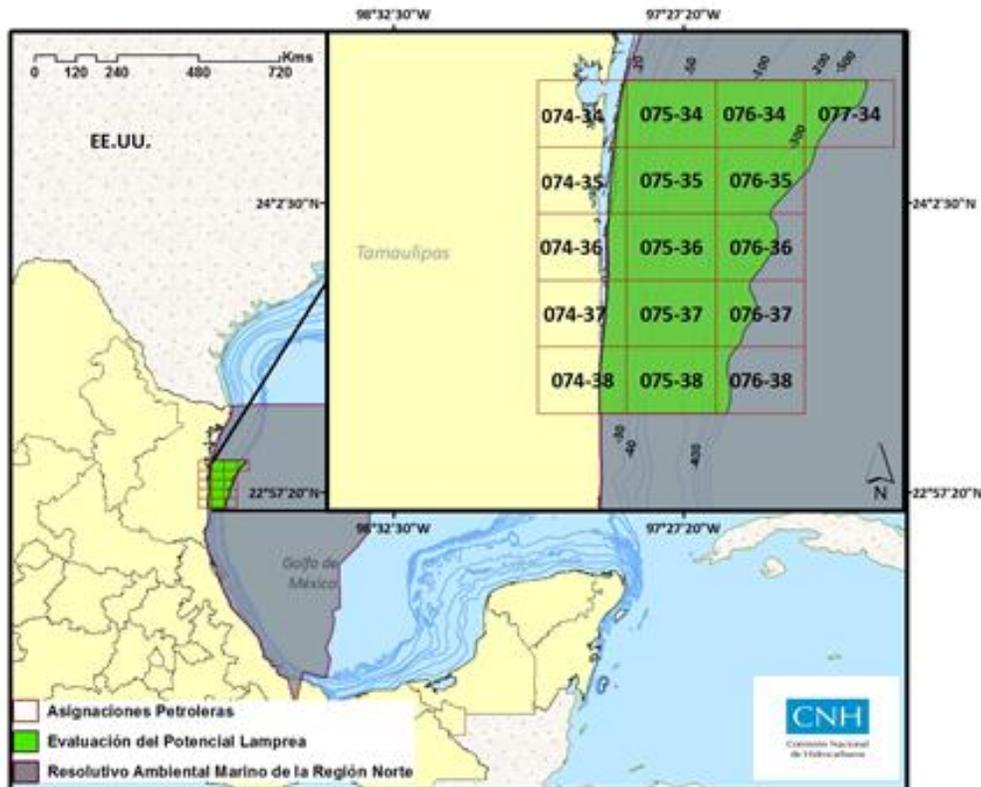
d) Ambiental

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 “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”.

Al respecto, destaca lo siguiente:

Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0306.05 de fecha 4 de febrero de 2005, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT, autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Marino de la Región Norte” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

Figura 3.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea.
- b) De acuerdo a la figura 3 las áreas 075-34, 076-34, 077-34, 075-35, 076-35, 075-36, 076-36, 075-37, 076-37, 075-38 Y 076-38 cuentan 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.DEI.0306.05).

De acuerdo a la Figura 3 las áreas 074-34, 074-35, 074-36, 074-37 Y 074-38 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.

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

- c) El oficio resolutivo que contiene la autorización en materia ambiental para el proyecto, no detalla con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea, 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 de Evaluación del Potencial Lamprea.

- d) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestra en el oficio resolutivo mencionado para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- e) 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 anteriormente, se concluye que el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea cuenta de manera parcial 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 2,500 y 7,000 metros, en diferentes niveles estratigráficos.
- El control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.
- 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, asimismo se están incorporando 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.

Adicionalmente 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, etc.

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral que incluya los diferentes elementos tales como 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 75. 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) 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 adjuntando de acuerdo al marco normativo nacional o internacional.
- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe tener 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) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de plataformas 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.

- g) Esta Comisión considera que Pemex debe actualizar y verificar constantemente la normatividad interna, contar con la suficiencia organizacional y de coberturas financieras para contingencias, con planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros que se pudieran presentar por el desarrollo de las actividades mencionadas del proyecto.

- h) Asimismo es necesario que cuente con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, entre otros; lo anterior, tomando en cuenta que todos los procesos, procedimientos y normatividad deben ser totalmente auditables.

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 Lamprea.
- b) Se emite opinión favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 1072, 1073, 1467, 1468, 1469, 1555, 1556, 1557, 1558, 1562, 1564, 1565, 1567, 1569, 1570 y 1590, que la SENER considera como áreas 074-34, 074-35, 074-36, 074-37, 074-38, 075-34, 075-35, 075-36, 075-37, 075-38, 076-34, 076-35, 076-36, 076-37, 076-38 y 077-34, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea, 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 de este 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 una 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, tanto para la perforación de pozos como para la instalación de plataformas 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 75.

- 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 Evaluación del Potencial Lamprea, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto PEG. La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración de este último, 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 Evaluación del Potencial Lamprea no se encuentra detallado dentro de la documentación del proyecto 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 de

Evaluación del Potencial Lamprea. 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, que emita 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 Lamprea 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 de Evaluación del Potencial Lamprea, 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 el avance trimestralmente. Además deberá 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.

Adicionalmente, deberá 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. 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 Evaluación del Potencial Lamprea 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” publicados en el Diario Oficial de la Federación en diciembre de 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.

6. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
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 y análisis de núcleos, análisis de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar las características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos y que 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 evaluación y mitigación de riesgos y el correspondiente plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
11. Enviar a la Comisión, en un lapso no mayor a 30 días hábiles a partir de que surta efectos la notificación de la resolución basada en el presente dictamen, el detalle de los trabajos que ha venido realizando, así como los planes futuros, relacionados con la

exploración y explotación de los yacimientos de lutitas gasíferas o Shale Gas. Además, deberá documentar sus actividades como proyecto nuevo, independiente al Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Lamprea, y solicitar las respectivas asignaciones petroleras. De esta manera la Comisión estará en posibilidad de emitir el dictamen y, en su caso, dar seguimiento a las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos no convencionales de esa área del país.

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 Lamprea.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 1072, 1073, 1467, 1468, 1469, 1555, 1556, 1557, 1558, 1562, 1564, 1565, 1567, 1569, 1570 y 1590, que la SENER considera como áreas 074-34, 074-35, 074-36, 074-37, 074-38, 075-34, 075-35, 075-36, 075-37, 075-38, 076-34, 076-35, 076-36, 076-37, 076-38 y 077-34, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración de Evaluación del Potencial Lamprea.

Proyecto de Exploración Evaluación el Potencial Lamprea

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2037	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	18	22	28	678	1,343	1,380	485	0	50,957	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	0	0	1	2	2	1	0	96	25
	(número)	Real										
Seguimiento												
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	0	0	0	0	0	0	0	0	352	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	0	0	27	35	28	4	0	613	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	0	0	72	88	84	11	0	1,062	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

NA. No aplica.

ND. No disponible

* 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.

Informe de terminación del pozo exploratorio XXXX				Fecha:	
Municipio o entidad federativa:					
Región:					
Activo:					
Proyecto:					
Formación:					
Coordenadas:		Conductor		Objetivo 1	Objetivo n
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					
Estado mecánico del pozo: (ajustar de acuerdo al pozo)					
Conductora (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Superficial (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Intermedia (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Explotación (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Profundidad total (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Pruebas de producción (ajustar de acuerdo a las pruebas):					
Intervalo 1 (m):	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		
Respecto al proyecto de delimitación y/o desarrollo del campo descubierto:					
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				
Notas:					
La M es de millones.					