



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN TÉCNICO DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN ÁREA PERDIDO

MAYO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	6
III. MANDATO DE LA CNH	13
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	18
A) UBICACIÓN	18
B) OBJETIVO	19
C) ALCANCE	19
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	19
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	23
F) INDICADORES ECONÓMICOS	24
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	26
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	27
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	29
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	31
A) ESTRATÉGICA.....	31
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	31
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	32
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	34
C) ECONÓMICA.....	35
D) AMBIENTAL.....	38
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.	41
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
VIII. CONDICIONANTES.....	61
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	66
ANEXO I.....	67
ANEXO II	68

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado con el Proyecto de Exploración Área Perdido.

El Proyecto de Exploración Área Perdido, es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Aguas Profundas 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: 1588, 1589, 1593, 1594, 1595, 1596, 1597, 1598 y 1606 que la SENER considera como las áreas 077-32, 077-33, 078-30, 078-31, 078-32, 079-28, 079-29, 079-30 y 079-27 así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 081-28 y 082-29. Lo anterior, mediante oficio No. PEP-SE-119-2012 del 10 de febrero del 2012.

El dictamen del Proyecto Área Perdido, 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 el proyecto, presentados a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.443, recibido el 13 de agosto del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico económica del Proyecto.

- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto,
2. Oficio No. SPE-717-2010 del 9 de septiembre del 2010, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE), mediante el cual entregan una versión actualizada del proyecto.
 3. Oficio No. SPE-GRPE-1-32/2011 con fecha del 22 de febrero del 2011, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE), mediante el cual entregan una nueva versión del proyecto, donde se encuentra actualizada la componente ambiental del proyecto Área Perdido.
 4. Información proporcionada por Pemex, mediante los oficios siguientes: SPE-975/2010, PEP-001/2011, SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), SPE-47/2011, SPE-GRPE-1-26/11, SPE-GRHYPE-029/2011, SPE-87/2011, SPE-105/2011 y GRPE-035/11, relacionados con los temas de seguridad industrial, ambiental, evaluaciones económicas, clases de costos y cumplimiento a disposiciones en aguas profundas. Así como, el oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el 29 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.
 5. Oficio No. 512.434-11 del 07 de octubre del 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, mediante el cual se entrega documentación relacionada al proyecto Área Perdido, actualizando la versión del mismo.
 6. Oficio No. 512.070-12 del 14 de febrero del 2012, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, mediante el cual se entrega la documentación relacionada al proyecto de exploración Área Perdido, con las nuevas asignaciones solicitadas. Como resultado de los compromisos adquiridos en diferentes reuniones de trabajo entre SENER, CNH y PEP.

7. Oficio No. 512.145-12 del 20 de marzo del 2012, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, mediante el cual hacen referencia al oficio No. PEP-SE-AEAPN-705-2012, mediante el cual Pemex Exploración y Producción envía información parcial referente al proyecto Área Perdido.
8. Oficio No. 512.DGAEEH.002/12 del 21 de marzo del 2012, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, el cual es un alcance al oficio mencionado en el numeral anterior, mediante el cual envían información parcial complementaria referente al proyecto Área Perdido.
9. Oficio No. 512.202-11 recibido en la CNH el 3 de mayo del 2012, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, así como los oficios No. SPE-258-2012 y SPE-257-2012, emitidos por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE), mediante el cual Pemex envía información relativa al avance en la contratación de terceros para la atención en caso de derrame.
10. Oficio SPE-264-2012 recibido el 08 de mayo del 2012 con el que Pemex entregó copia del contrato preparatorio suscrito entre *Integrated Trade System, Inc (ITS)* y *Wild Well Control*, relacionado con la contención de derrames de hidrocarburos en aguas profundas, al que PEP señala que se adhirió el 28 de marzo de 2012, mediante un “aviso de adhesión”.

La información presentada por Pemex, 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. | e. Plan de ejecución del proyecto. |
| b. Descripción técnica del proyecto. | f. Seguridad industrial. |
| c. Estrategia exploratoria. | g. Medio ambiente. |
| d. Diseño de las actividades de exploración. | |

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.

El análisis de las alternativas debe incluir aspectos de tecnologías subsalinas y dependencia entre localizaciones para los escenarios presentados, los cuales permitan apoyar la identificación del mejor plan de exploración para el Proyecto Área Perdido y sobre todo en las etapas posteriores.

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que el Proyecto Área Perdido, se encuentra englobado dentro de la componente de exploración del proyecto Cantarell, no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del proyecto Cantarell elaborados por Pemex.

A lo anterior, la Comisión considera necesario que Pemex registre los cambios que se realicen en los proyectos o en las componentes de los mismos (inversiones, metas y alcance) para tener bajo control la estrategia de exploración que se esté implementando.

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

El proyecto Área Perdido, 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 esta primera etapa del proyecto, las características de los plays, los tirantes de agua, la ubicación de la infraestructura de producción y 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 “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”.

Las áreas 079-28, 079-29, 078-30, 079-30, 078-31, 077-32, 078-32 y 077-33, así como las asignaciones nuevas 081-28 y 082-29, cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades, el área 079-27 no cuenta 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.

- ***Seguridad Industrial***

El Proyecto Área Perdido, presenta oportunidades o pozos a ser perforados en tirantes de agua mayores a 1,500 metros, por lo que previo al inicio de los trabajos de perforación Pemex deberá cumplir con la totalidad de los elementos establecidos en la Resolución CNH.12.001/10, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Pemex y sus organismos

subsidiarios, para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas (Resolución CNH.12.001/10).

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de exploración Área Perdido, derivado de la Resolución CNH.12.001/10 y de las de juntas de trabajo entre SENER-CNH-Pemex, este último informó por medio del último proyecto entregado a la Comisión, sobre los avances relacionados con los siguientes puntos:

- a) Identificación de peligros.
- b) Evaluación de riesgos operativos.
- c) Metodología para la estimación del peor escenario de derrame.
- d) Resultado de la estimación del peor escenario.
- e) Descripción del plan de contingencia, contención y remediación en caso de derrame.
- f) Infraestructura para la atención a derrames y tiempos estimados de atención o respuesta.
- g) Avance en la certificación de elementos como BOP y cementación

- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comentario, se dictamina el Proyecto de Exploración Área Perdido 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. Relacionado a los pozos a perforar, entregar un reporte derivado de la revisión y aprobación sobre la ejecución del programa de perforación, así como de los cambios significativos respecto al diseño y programa original. La información señalada se deberá entregar conforme se vaya ejecutando la perforación del pozo.

2. Remitir la documentación que permita dar seguimiento técnico financiero a las actividades programadas en el proyecto, y en caso de desviaciones, señalar claramente las causas que las generaron, sobre todo si son debidas a:
 - Zonas inesperadas de presión anormal.
 - Zonas inesperadas de posibles pérdidas de circulación.
 - Riesgos someros de mayor impacto al estimado.
 - Cambios en la ventana óptima de operación.

3. Dar cumplimiento a la normativa en materia de seguridad industrial en aguas profundas relacionada con los planes de respuesta a derrame, así como desarrollar procedimientos específicos, tales como los siguientes:
 - a) Procedimiento para el control de brotes, específico para los proyectos en aguas profundas.
 - b) Procedimiento de emergencia para pozos descontrolados en aguas profundas, para cada pozo a perforar dentro del proyecto de exploración área perdido, como fue presentado para los pozos Supremus-1 y Trión-1.
 - c) La metodología y el procedimiento de recuperación del crudo, demostrando las capacidades de Pemex para tal efecto.

4. Mantener vigentes el contrato o contratos que contemplen los servicios de contención de derrames que demuestren las capacidades de contención presentados por Pemex.

5. Mantener actualizadas las certificaciones de terceros en infraestructura, equipos y del personal.

6. Atender las solicitudes de información que la CNH y los grupos de trabajo requieran como resultados de los talleres que se realicen para la revisión de los pozos o localizaciones a perforar del proyecto.

7. Remitir la documentación que acredite la metodología y el procedimiento para el taponamiento y abandono de cada pozo a perforar dentro del Proyecto de Exploración Área Perdido
8. Mantener actualizadas pólizas de seguro que ampare los costos contingentes asociados a contención de derrames y remediación del medio ambiente, relacionadas con las actividades del proyecto.
9. Implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación, evaluación y mitigación de riesgos, así como el correspondiente plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
10. Documentar los planes de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos de acuerdo con los lineamientos, para el diseño de proyectos de exploración y explotación que emita la Comisión, emitidos por la Comisión, vigentes en su momento.
11. Informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de una nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo. Asimismo entregar los programas multianuales de perforación de pozos de manera detallada y de los estudios a realizar, reportando el avance de manera trimestral.
12. Notificar 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 lo anterior, deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
13. En el caso de éxito exploratorio, presentar un programa de toma de información 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.

14. Desarrollar un análisis de factibilidad para un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, realizando escenarios de todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.
15. Presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a las mejores prácticas, así como mostrar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto.
16. Enviar copia del informe final al término de los estudios geofísicos y geológicos que realice en relación con este proyecto.
17. En caso de resultar aplicable, dar cumplimiento a los acuerdos que México y Estados Unidos de América suscriban y ratifiquen en relación con la cooperación para la exploración y explotación conjunta de las estructuras geológicas de hidrocarburos y yacimientos que se extiendan a través de la Línea de Delimitación, cuya totalidad esté situada más allá de 9 millas náuticas del litoral (yacimientos transfronterizos de hidrocarburos en el Golfo de México).
18. Informar trimestralmente, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en caso de ajustes en la estrategia, debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
19. Contar con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas a desarrollar en el proyecto.
20. 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 Área Perdido, que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, presentar la nueva propuesta del proyecto 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.

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.

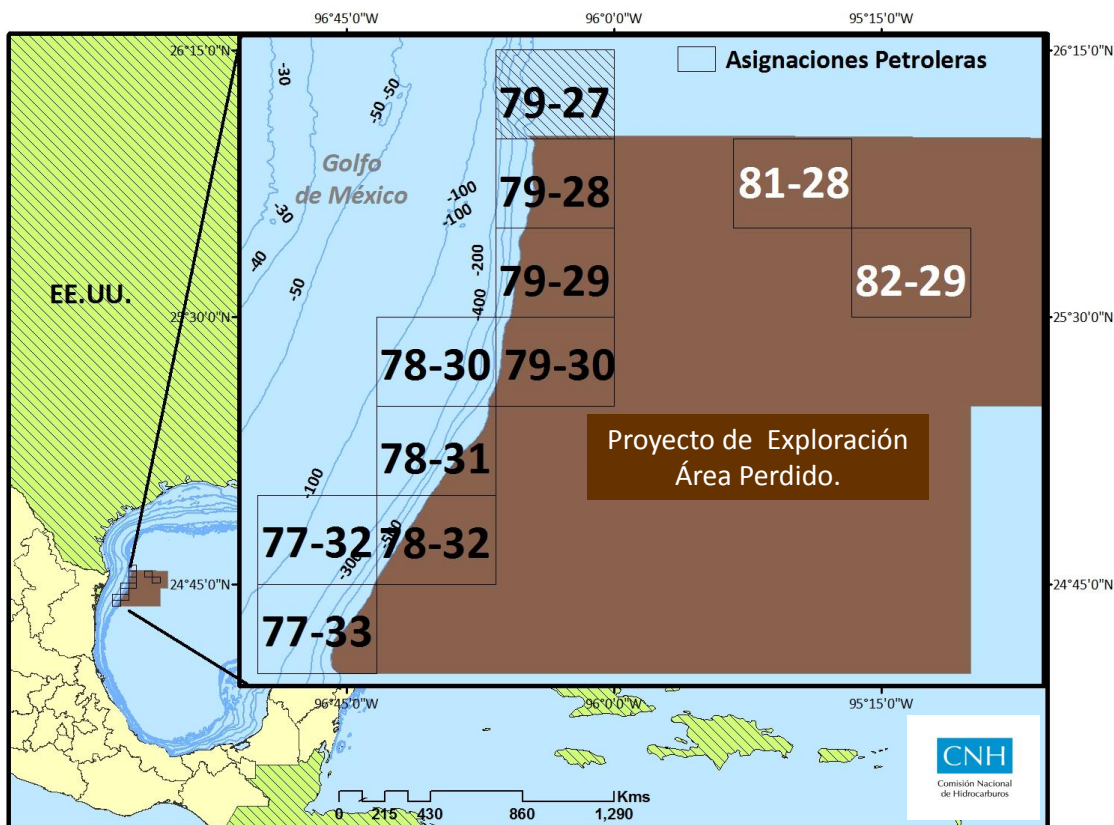
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.070-12 del 14 de febrero del 2012, a continuación se presentan las características principales del proyecto del que la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación

El proyecto Área Perdido se ubica frente al litoral del estado de Tamaulipas, en la zona económica exclusiva del Golfo de México, limita al norte con la frontera internacional de Estados Unidos de América, al occidente con la isobata de 500 metros, al oriente y al sur con el proyecto Golfo de México Sur. Cubre un área de 26,892 km², figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto Área Perdido.



Nota. El área de la asignación petrolera achurada, dentro del territorio de E.U.A., no se encuentra considerada en la presente opinión.

b) Objetivo

Evaluar recursos prospectivos de aceite ligero y gas asociado, con un volumen que varía de 2,202 mmbpce en el percentil 10 a 8,995 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 4,803 mmbpce, en rocas carbonatadas de edad cretácica y en una secuencia de sedimentos de edad terciaria, en el periodo 2012-2026.

c) Alcance.

Mediante la perforación de 47 pozos exploratorios, la adquisición de 3,000 km² de sísmica 3D, y la realización de 68 estudios geológicos. La inversión total exploratoria programada es de 127,783 millones de pesos.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

Considerando una serie de criterios económico-geológico-petroleros relevantes, entre los cuales destacan el valor económico, el tamaño del recurso prospectivo, tipo de hidrocarburo, la probabilidad de éxito geológico (o el riesgo), tirante de agua, la condición de las oportunidades y las restricciones ecológicas en el proyecto Área Perdido, se definieron dos áreas: el Cinturón Plegado Perdido y el Cinturón Subsalino.

De las áreas anteriores, el estado de conocimiento del Cinturón Plegado Perdido se encuentra más avanzado, por lo cual la estrategia de perforación se enfoca parcialmente en esta área para el periodo 2012-2026.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del proyecto Área Perdido, se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Cinturón Plegado Perdido	22
Cinturón Subsalino	25
Total	47

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

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Cinturón Plegado Perdido	8,861
Cinturón Subsalino	8,439
Total	17,300

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a evaluar mmbpce
Cinturón Plegado Perdido	2,732
Cinturón Subsalino	2,033
Total	4,803*

* La suma de los recursos prospectivos por área no necesariamente es el total de recursos prospectivos a incorporar en el proyecto.

A continuación se describen las dos alternativas presentadas por Petróleos Mexicanos.

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada, es de bajo riesgo y tiene el enfoque de la exploración en el corto, mediano y largo plazos. Así mismo se considera explorar la columna geológica de sedimentos del Neógeno, Paleógeno y Mesozoico, buscando acumulaciones de aceite ligero y probable aceite pesado similares a los campos terciarios descubiertos en la porción estadounidense de la provincia geológica Cinturón Plegado Perdido (Great White y Trident), que se localizan a menos de 10 km de la frontera con México y que forman parte de los alineamientos estructurales que conforman esta provincia geológica y su posible continuidad hacia el Cinturón Subsalino.*

En los tres primeros años se considera la perforación de siete pozos exploratorios incluyendo un pozo delimitador, con objetivos terciarios y mesozoicos; de estos pozos, cinco se ubican en el Cinturón Plegado Perdido y dos en el sector Cinturón Subsalino.

A mediano plazo se considera extender la perforación exploratoria en el área del Cinturón Subsalino, donde se bosquejan estructuras potenciales de contener hidrocarburos que se encuentran por debajo de los mantos salinos y que de acuerdo a la interpretación sísmica-estructural pudieran corresponder a la continuidad del Cinturón Plegado Perdido.

A largo plazo se contempla proseguir con la perforación exploratoria en el área del Cinturón Plegado Perdido en tirantes de agua mayores a 3,000 m.

La alternativa 1 contempla un programa exploratorio de 15 años (2012-2026), considerando las siguientes actividades: Perforación de 47 pozos exploratorios, la realización de 68 estudios de diferentes disciplinas de geociencias y la adquisición de 3,000 km² de sísmica 3D, realizar procesados sísmicos especiales como la migración en tiempo y profundidad antes de apilar (PSTM y PSDM). Asimismo, se proyecta evaluar un recurso potencial medio de 4,803 mmbpce, con una inversión exploratoria total de 127,783 mmpesos de los cuales 127,006 mmpesos corresponden a inversión estratégica y 777 mmpesos a inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 242,510 mmpesos con un índice de utilidad de 1.37 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 4,803 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la tabla 4:

Tabla 4. Recursos prospectivos a evaluar, Alternativa 1 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2026
P ₁₀	48	0	0	0	11	0	0	0	2,202
media	620	411	86	467	412	466	398	235	4,803
P ₉₀	1,555	982	244	1,054	1,028	1,148	1,091	526	8,995

Alternativa 2. *En esta alternativa se considera explorar la columna geológica de sedimentos del Neógeno, Paleógeno y Mesozoico, buscando acumulaciones de aceite ligero y probable aceite pesado similares a los campos terciarios descubiertos en la porción estadounidense de la provincia geológica Cinturón Plegado Perdido (Great White y Trident), que se localizan a menos de 10 km de la frontera con México y que forman parte de los alineamientos estructurales que conforman esta provincia geológica.*

La alternativa 2 considera en los tres primeros años la perforación de siete pozos exploratorios incluyendo un pozo delimitador, con objetivos terciarios y mesozoicos; de estos pozos, cinco se ubican en el Cinturón Plegado Perdido y dos en el sector Cinturón Subsalino.

En el mediano y largo plazos, continuaría la actividad exploratoria en la etapa de evaluación del potencial con la perforación de las localizaciones del periodo 2015-2026 de la presente cartera.

Continuando con las actividades exploratorias en esta opción, se considera llevar a cabo dentro del área del Cinturón Plegado Perdido, la toma de información sísmica 3D al sur del estudio sísmico Magno 3D; en el área del Cinturón Subsalino la continuación del procesamiento sísmico PSDM del estudio Centauro 3D (WAZ), con la finalidad de mejorar la imagen del subsuelo.

El área del Cinturón Subsalino es de alta importancia exploratoria, donde se interpreta con base en el conocimiento actual, que esta zona es la continuación hacia el suroeste de los grandes alineamientos estructurales que conforman la provincia geológica del Cinturón Plegado Perdido. En esta área del Cinturón Subsalino se ubican estructuras importantes subsalinas cuyo play ha sido evaluado con éxito en la porción norteamericana del Golfo de México, donde se han descubierto yacimientos de aceite ligero por debajo de los mantos salinos, localizados en zonas costa afuera frente a los estados de Texas y Louisiana.

La alternativa 2 contempla un programa exploratorio en un periodo de 15 años (2012-2026), considerando las siguientes actividades: Perforación de 47 pozos exploratorios, la realización de 68 estudios de diferentes disciplinas de geociencias y la adquisición de 6,000 km² de sísmica 3D,

realizar procesados sísmicos especiales como la migración en tiempo y profundidad antes de apilar (PSTM y PSDM).

Asimismo, se proyecta evaluar un recurso potencial medio de 4,803 mmbpce, con una inversión exploratoria total de 127,984 mmpesos de los cuales 127,207 mmpesos corresponden a inversión estratégica y 777 mmpesos a inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 237,356 mmpesos con un índice de utilidad de 1.36 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 4,803 mmbpce en su valor medio, y el perfil anual se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Recursos prospectivos a evaluar, Alternativa 2 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2026
P ₁₀	48	0	0	0	42	0	12	0	2,148
media	620	411	86	356	452	303	430	237	4,803
P ₉₀	1,555	982	244	798	1,139	734	1,057	604	8,871

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 2012-2026 en el proyecto es de 127,783 millones de pesos (mmpesos), de los cuales 127,006 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 777 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	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2026
Inversión exploratoria	7,284	5,131	6,900	8,356	11,085	10,045	10,192	10,178	127,783
Estratégica	7,202	5,049	6,859	8,312	11,042	10,000	10,146	10,131	127,006
Pozos	7,011	4,973	6,783	8,241	10,646	10,000	10,146	10,131	126,197
Sísmica	126	11	11	7	201	0	0	0	356
Electromagnéticos	0	0	0	0	196	0	0	0	196
Estudios geológicos	65	65	65	65	0	0	0	0	260
Operacional	83	83	41	44	43	45	46	46	777

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2060
P ₁₀	0	0	0	0	0	5,568	6,051	1,635	380,362
media	0	0	0	0	0	15,166	22,177	15,150	542,178
P ₉₀	0	0	0	0	0	28,815	44,809	34,254	806,834

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2060
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	262	738	208,070
media	0	0	0	0	0	0	1,220	3,534	320,726
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	2,552	7,996	498,825

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto de Exploración Área del Perdido analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

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

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Alternativa 1
VPN/VPI	pesos/pesos	1.37
VPN	mmpesos	242,510
Recursos prospectivos	mmbpce	4,803

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. 512.070-12, respecto de las asignaciones denominadas: 1588, 1589, 1593, 1594, 1595, 1596, 1597, 1598 y 1606 que la SENER considera como las áreas 077-32, 077-33, 078-30, 078-31, 078-32, 079-28, 079-29, 079-30 y 079-27 así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 081-28 y 082-29.

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-839/2010, SPE-975/2010, PEP-001/2011, SPE-GRHYPE-022/2011, SPE-47/2011, GRPE-1-26/11, SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), SPE-GRHYPE-029/2011, SPE-87/2011, SPE-105/2011, SPE-GRPE-1-32/2011, GRPE-035/11, SPE-236/2011, SPE-260/2011 y SPE-285/2011, relacionados con los temas de seguridad industrial, ambiental, evaluaciones económicas, clases de costos y cumplimiento a disposiciones en aguas profundas. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 29 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

Producto del análisis de la información antes mencionada, el Órgano de Gobierno de la Comisión acordó solicitar a Pemex y a SENER el replanteamiento del alcance del proyecto, a efecto de facilitar su dictamen. En este sentido y en atención a los compromisos adquiridos en diferentes reuniones de trabajo entre SENER, CNH y PEP, se decidió documentar el “Proyecto Área Perdido”, por lo cual la Subdirección de Exploración de Pemex, envió el informe técnico económico del proyecto referido a la SENER, mediante oficio No. PEP-SE-119-2012, con fecha de 10 de febrero del 2012. Así mismo la SENER mediante Oficio No. 512.070-12, recibido en la CNH el 15 de febrero del 2012, envía la versión actualizada del proyecto Área Perdido, con las nuevas asignaciones solicitadas.

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	
Suficiente	Comentario:
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.	
Insuficiente	Comentario: Se requiere del registro individual de las actividades e inversiones del Proyecto. Así como los responsables.
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.	
Insuficiente	Comentario: Independientemente de que las actividades hayan estado avaladas por el Proyecto Cantarell, se requiere colocar en el documento lo que se ha estado documentando en Cantarell acerca del Área Perdido.
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.	
Insuficiente	Comentario: Realizar las diferencias entre las diversas documentaciones avaladas por Cantarell y la propuesta actual.
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	
Insuficiente	Comentario: Se requieren definir el tipo de estudios, cantidades de cada uno de ellos y fechas de realización programada. Incluir inversiones de cada uno.
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 (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 Área Perdido, 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) Las alternativas presentadas son acordes a la actividad exploratoria que se presenta para el proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda la incorporación de análisis de tecnologías subsalinas, que apoyen en hacer una mejor estimación de volúmenes (recursos prospectivos) debidas a la complejidad estructural y estratigráfica presentes en el área.
- b) Es de suma importancia que el proyecto sea administrado de acuerdo con las mejores prácticas, debido a la cantidad de recursos que demanda.
- c) 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) La selección y el orden de la perforación de localizaciones exploratorias deben ser sustentados en elementos de decisión más transparentes que permitan la programación de actividades para incrementar la evaluación del potencial y la rentabilidad del proyecto.
- b) Las actividades del proyecto exploratorio Área Perdido están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el proyecto de explotación Cantarell. Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración del proyecto Cantarell. Lo anterior, reducirá carga financiera al Proyecto Cantarell 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.
- c) Debido a la complejidad en los proyectos en aguas profundas, se requiere estudiar la factibilidad de crear una filial o filiales que apoyen a Pemex en el desarrollo y explotación del proyecto.
- d) En la Tabla 10 se muestran las probabilidades geológicas de las oportunidades o pozos presentada por Petróleos Mexicanos. Se debe trabajar en tener menor incertidumbre sobre las probabilidades geológicas, por lo que es necesario que los resultados obtenidos de los estudios y de los pozos exploratorios que se perforen, 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. Probabilidad geológica de las oportunidades.

Área	Oportunidad	año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recurso prospectivo* mmbpce
Cinturón Plegado Perdido	Maximino-1	2012	52	51	409	783
Cinturón Plegado Perdido	Supremus-1	2012	41	38	98	238
Cinturón Subsalino	Trion-1	2012	35	32	103	293
Cinturón Plegado Perdido	Magnanimo-1	2013	30	27	115	381
Cinturón Plegado Perdido	Pep-1	2013	38	37	297	786
Cinturón Plegado Perdido	APR_DL-1	2014				
Cinturón Subsalino	Doctus-1	2014	16	16	89	544
Cinturón Plegado Perdido	Afotica-1	2015	35	33	197	567
Cinturón Subsalino	Uris-1	2015	17	17	114	677
Cinturón Plegado Perdido	Vasto-1	2015	33	32	147	441
Cinturón Subsalino	APR_DL-2	2016				
Cinturón Plegado Perdido	Dexter-1	2016	35	33	145	413
Cinturón Subsalino	Humus-1	2016	16	16	104	642
Cinturón Plegado Perdido	Onda-1	2016	41	39	156	382
Cinturón Plegado Perdido	Chachiquin-1	2017	17	17	176	1028
Cinturón Subsalino	Corfu-1	2017	19	19	85	436
Cinturón Subsalino	Iterum-1	2017	19	18	64	330
Cinturón Plegado Perdido	Ostionero-1	2017	24	23	146	606
Cinturón Plegado Perdido	APR_DL-3	2018				
Cinturón Plegado Perdido	Cordo-1	2018	35	31	86	243
Cinturón Plegado Perdido	Extenso-1	2018	22	22	216	961
Cinturón Subsalino	Primus-1	2018	20	19	88	442
Cinturón Subsalino	Altus-1	2019	15	14	62	422
Cinturón Plegado Perdido	Cycnus-1	2019	35	30	75	214
Cinturón Subsalino	Filium-1	2019	17	15	52	312
Cinturón Plegado Perdido	Melanocetus-1	2019	21	19	45	219
Cinturón Plegado Perdido	Celsus-1	2020	21	20	89	421
Cinturón Subsalino	Comodus-1	2020	15	14	39	256
Cinturón Plegado Perdido	Imus-1	2020	24	23	47	192
Cinturón Plegado Perdido	Alaminos-1	2021	40	36	104	262
Cinturón Subsalino	Avis-1	2021	15	13	39	263
Cinturón Subsalino	Plenus-1	2021	18	17	46	259
Cinturón Plegado Perdido	Eximius-1	2022	26	23	57	215
Cinturón Plegado Perdido	Ikaria-1	2022	31	26	65	213
Cinturón Plegado Perdido	Oleum-1	2022	21	19	63	296
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_13	2023	44	41	121	274
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_16	2023	30	29	90	298
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_21	2023	44	42	121	271
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_18	2024	19	17	49	261
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_19	2024	19	17	51	273

Área	Oportunidad	año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recurso prospectivo* mmbpce
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_8	2024	44	43	206	462
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_1	2025	34	33	111	323
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_10	2025	33	31	112	341
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_30	2025	35	31	78	225
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_32	2026	27	23	53	199
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_38	2026	17	17	53	302
Cinturón Subsalino	PA_RN_GP_02_9	2026	31	29	103	335

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

* Valor medio

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

a) Respecto a los tres primeros pozos que Pemex tiene programados perforar con el proyecto Área Perdido (Trión, Supremus y Maximino), se observa que Trión evaluará dos play diferentes a Supremus, sin embargo, el pozo Maximino si contempla probar más *plays*, por lo que esta Comisión recomienda que PEP analice la posibilidad de probar la mayor cantidad de *plays* en los primero pozos exploratorios.

Pozo	Plays a Evaluar					
Trión						
Plays a Evaluar				Eoceno Inferior (Wilcox)	Paleoceno (Whopper)	Cretácico
Tipo de HCB esperado				Aceite ligero	Aceite ligero	Aceite ligero
Correlación EUA				Great White y Trident	Great White y Trident	Baha
Supremus						
Plays a Evaluar	Mioceno Superior	Oligoceno Superior (Frío 20 y 22)				
Tipo de HCB esperado	Aceite ligero??	Aceite ligero				
Correlación EUA	Formación "Big Mac"	Great White y Trident				
Maximino						
Plays a Evaluar		Oligoceno (Frío 10)	Eoceno Superior	Eoceno Inferior (Wilcox)	Paleoceno (Whopper)	
Tipo de HCB esperado		Aceite ligero	?	Aceite ligero	Aceite ligero	
Correlación EUA		Great White y Trident	?	Great White y Trident	Great White y Trident	

b) 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 con procesamientos convencionales y especiales, los cuales 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.

- c) Dados los resultados de los estudios a realizar en el proyecto y en caso de encontrar una columna litoestratigráfica con presencia de cuerpos de sal, la Comisión recomienda realizar un modelado sísmológico que permita recuperar la imagen asociada a la porción dominada por tectónica salina.
- d) Pemex debe estar atento a las modificaciones sustantivas del proyecto que impliquen la necesidad de una modificación de las asignaciones petroleras correspondientes. Lo anterior, en razón de los riesgos exploratorios del proyecto. En este sentido, se requiere que Pemex revise los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios cuando tenga mayor información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo.

c) Económica.

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

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.

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe mayor incertidumbre en la estimación de las variables; con base en lo anterior y, siendo riguroso en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME). En 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.

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.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	74.8	usd/barril
Precio de gas	5.5	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	12.9	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 Área Perdido 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 de impuestos
Valor Presente Neto VPN	mmpesos	242,510
Relación VPN/VPI	peso/peso	1.37
Relación beneficio costo	peso/peso	2.12

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, debido a que presenta mejores indicadores económicos, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.
- b) Dado que ambas alternativas plantean una recuperación de recursos similar, se debe considerar la estrategia y plan de ejecución para alcanzar dichas proyecciones (actividad física y montos de inversión).
- c) 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, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

d) Ambiental

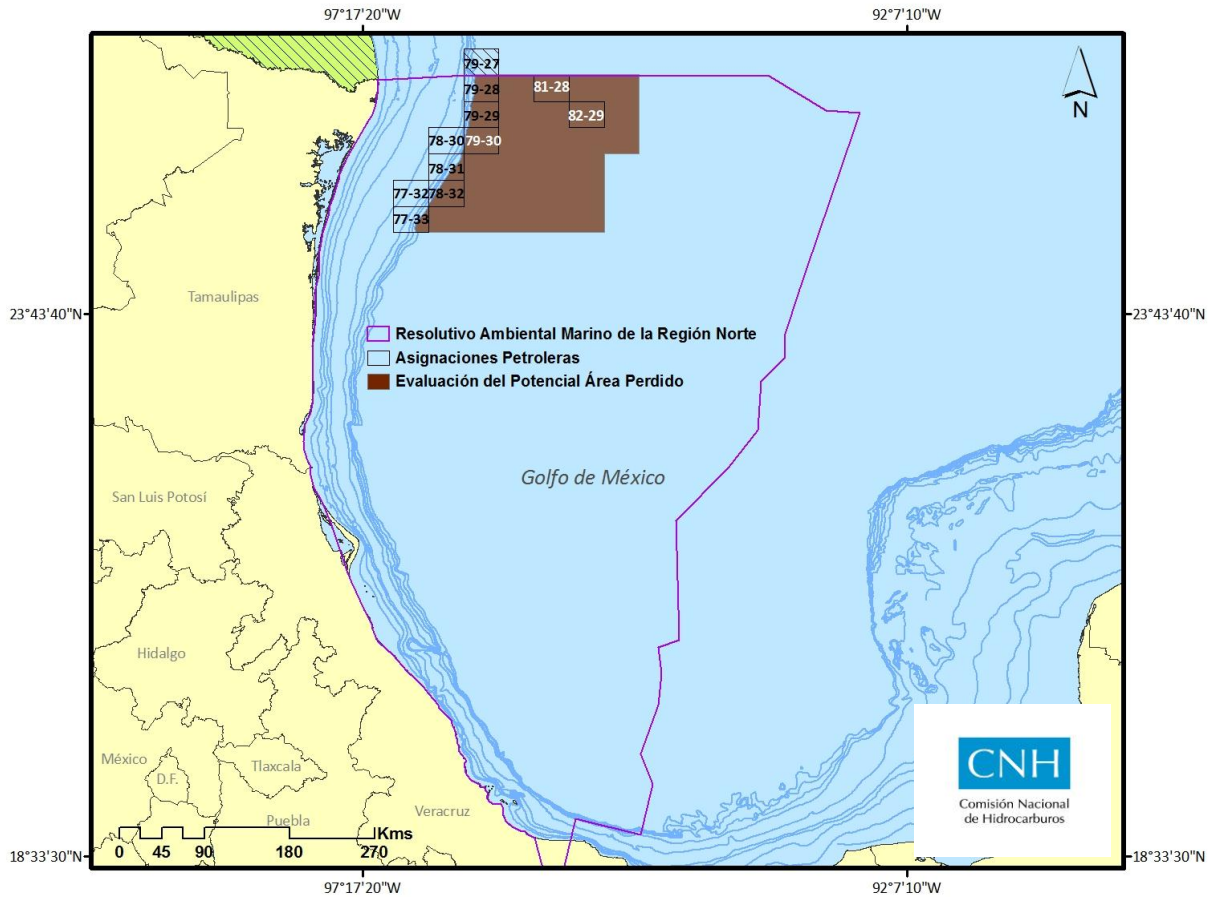
De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”.

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

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0306.05 del 4 de febrero de 2005, 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 Integral Marino de la Región Norte” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo. La resolución emitida por la SEMARNAT, ampara una cartera de 2,154 obras para ejecutarse en un periodo del 2005 al 2025 que considera los siguientes tipos de obras: sísmicas 3D, pozos marinos exploratorios y desarrollo, trípodes, tetrápodos, octápodos, plataformas aligeradas, complejos de producción, plataformas de inyección de agua y ductos marinos.

Aunado a ese resolutivo, Pemex establece que para los estudios sísmicos que pudieran realizarse fuera de la poligonal evaluada y autorizada, desde el punto de vista ambiental y normativo, su realización se soportará en el Artículo 5, Inciso D, Fracción V del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental y donde refiere que las prospecciones sismológicas marinas que se realizan con pistones neumáticos, están exentas de la Evaluación de Impacto Ambiental por la SEMARNAT.

Figura 2. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Exploración Área Perdido.



Nota. El área de la asignación petrolera achurada, dentro del territorio de E.U.A., no se encuentra considerada en la presente opinión.

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 Área Perdido.
- b) De acuerdo a la Figura 2, las áreas 079-28, 079-29, 078-30, 079-30, 078-31, 077-32, 078-32 y 077-33, así como las asignaciones nuevas 081-28 y 082-29, 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 2 el área 079-27 no cuenta 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. Ya que gran parte de esta asignación se encuentra del lado de E.U.A.

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

- 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 realice por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- d) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- e) 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.
- f) 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 Área Perdido, 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 Área Perdido.

- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP 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.
- h) 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 Área Perdido cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en el oficio resolutivo correspondientes emitido 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 peligros.**

Los principales riesgos asociados a la perforación exploratoria marina en aguas profundas están relacionados a la posibilidad de presentarse accidentes mecánicos, fugas, derrames de hidrocarburos, de productos químicos o fugas de gas; que pongan en riesgo al personal, instalaciones y al medio ambiente, por lo cual el personal en la plataforma de perforación cuenta con la normatividad nacional e internacional en materia de seguridad industrial y

protección ambiental, tecnologías, equipo y mecanismos de prevención y control necesarios para evitar y/o minimizar eventos de esta índole.

Cada una de las actividades que se realizan en el pozo requiere de un manual de procedimientos a seguir en los procesos de perforación y terminación, con la finalidad de que se aplique por todo el personal (Pemex y compañías externas) que labora en instalaciones.

- **Evaluación de riesgos operativos.**

Con el fin de disminuir los riesgos operativos, se está aplicando la metodología VCDSE en el diseño de las etapas del proceso de perforación y terminación de los pozos, para garantizar el alcance de los objetivos económicos petroleros y minimizar los riesgos operativos.

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 las que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente. Como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos de sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de las normas y legislaciones aplicables a los aspectos de seguridad y protección ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales y talleres de análisis de riesgos.

Para evaluar los riesgos operativos que se puedan presentar durante las actividades petroleras en instalaciones marinas, es necesario analizar la información de los procesos de las instalaciones, identificando los riesgos potenciales asociados con el proyecto a ejecutar para aplicar la normatividad establecida.

Es necesario realizar reuniones con el personal involucrado y para cada sistema operativo, definir su función y variables importantes, haciendo énfasis en las posibles desviaciones que

puedan ocurrir, analizando la causa-efecto de tal evento, los procedimientos existentes y su efectividad, así como las recomendaciones emitidas.

Una vez que se han identificado los riesgos operativos se implementan entre otros las acciones y procedimientos siguientes:

- Verificación de procedimientos de planes de contingencias.
- Uso del equipo de protección personal.
- Verificar el buen funcionamiento de sistema de detección de gases, condiciones y número apropiado de equipos de seguridad personal.
- Verificación procedimientos preventivos y de control de incendios.
- Verificación de procedimientos de planes de contingencias.

Durante la perforación de un pozo exploratorio se podrían presentar contingencias por lo que se cuentan con planes de emergencia y dispositivos de prevención y control necesarios para prevenir riesgos que pudiesen afectar la seguridad del personal y equipos de perforación en aguas profundas.

- **Seguridad Industrial en el proyecto Área Perdido, de acuerdo a la nueva normatividad para aguas profundas.**

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) emitió el 11 de enero de 2011 las “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios (PEMEX), para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

- **Metodología para la estimación del peor escenario de derrame.**

En el documento COMERI 144, “Lineamiento para realizar Análisis de Riesgo de Procesos, Análisis de Riesgo de Ductos y Análisis de Riesgo de Seguridad Física, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, maneja el PEOR CASO como la liberación accidental del mayor inventario de material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites por toxicidad, sobrepresión o radiación térmica, de acuerdo a los criterios para definir las zonas intermedias de salvaguarda en torno a la instalación.

Pemex, dentro de sus Análisis de Riesgo de Proceso, sigue la metodología considerando el análisis cualitativo y cuantitativo determinando la severidad de las consecuencias de los escenarios de riesgos de proceso considerados como los peores casos.

Los pasos que se siguen para el desarrollo del Análisis de Riesgo y determinar los peores casos son:

- Planeación y preparación.
- Identificación de peligros y riesgos.
- Análisis de consecuencias.
- Estimación de frecuencias.
- Caracterización y jerarquización de riesgos (determinación del peor caso)
- Informe del Análisis de Riesgo de Proceso.

De acuerdo a lo anterior, para determinar el peor escenario se realiza un estudio de Análisis de Riesgo de Procesos, del cual como primer paso se realiza el Análisis Preliminar de Riesgos identificando, a través del análisis de accidentes histórico, los accidentes más frecuentes, sus causas y consecuencias.

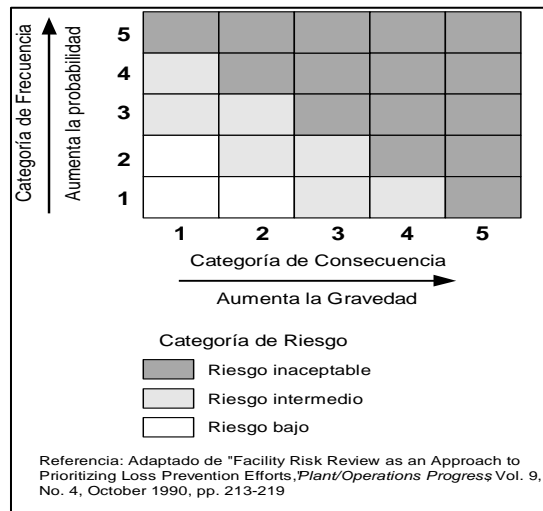
Este primer paso se complementa con la aplicación de una lista de verificación basada en una normatividad (check list), lo cual identifica sistemas y equipos fuera de operación,

procedimientos faltantes, y otros tópicos que pudieran considerarse como salvaguardas o recomendaciones para la de identificación de riesgos.

Como segundo paso, se realiza la identificación y evaluación de riesgos a través de técnicas como HazOp, What If, Check List, Failure Mode Efect Analysis (FMEA), etc.; una vez realizada la parte de identificación de riesgos se realiza un tercer paso que es el Análisis Cuantitativo Simplificado de los Riesgos consistente en la revisión de riesgos de la instalación a través de la técnica FRR (Facility Risk Review), una revisión detallada de frecuencias y de consecuencias. El FRR identifica escenarios de accidentes potenciales y utiliza categorías de consecuencias y frecuencias para clasificarlos. Basados en las frecuencias y las consecuencias asignadas, se asigna una categoría de riesgo a cada accidente. Los resultados de un estudio FRR se presentan tanto en una matriz como en un histograma.

Una matriz de riesgos le permite al equipo FRR identificar los eventos más peligrosos de manera individual. La matriz de riesgos también puede ayudar al equipo a identificar aquellos eventos de alto riesgo que requieren acción inmediata, Figura 8.

Figura 8. Matriz de riesgo hipotético.



El cuarto paso es el Análisis Cuantitativo de los Riesgos Críticos Identificados, esto se lleva a cabo a través del Análisis de Consecuencias y el Análisis Detallado de Frecuencias.

El Análisis de Consecuencias involucra:

1. La caracterización de la fuente de la fuga/derrame de material o energía asociada con el riesgo analizado
2. La determinación o estimación (utilizando modelos y correlaciones) del transporte de material y/o la propagación de energía en el medio ambiente
3. La identificación de los efectos de la propagación de la energía o del material
4. La cuantificación de los impactos en el personal, la población, el medio ambiente, la producción y el equipo/instalación.

El análisis detallado de frecuencias involucra la estimación de la probabilidad o la frecuencia de cada una de las situaciones no deseadas identificadas en la evaluación de riesgos. La estimación de frecuencias de eventos poco comunes involucra:

1. La determinación de las combinaciones más importantes de fallas y de circunstancias que puedan causar los accidentes.
2. El desarrollo de la información acerca de los datos de falla a partir de las fuentes de información disponibles en la industria y en la instalación
3. El uso de modelos matemáticos probabilistas apropiados para determinar las estimaciones de frecuencia.

A través de esta metodología se determina el peor escenario (Worst Case Scenario) el cual se selecciona determinando la Magnitud de Riesgo (MR) de los escenarios críticos identificados y el o los que resulten con la mayor MR serán los peores escenarios con impactos al personal, a la instalación, al ambiente y a la imagen.

La figura siguiente muestra en forma esquemática los pasos a seguir en la realización del análisis de riesgo:

Figura 9. Análisis de riesgo.

Descripción	Herramienta
Análisis preliminar de riesgos.	Análisis preliminar de riesgos.
Identificación y evaluación de riesgos en los procesos (Análisis cualitativo de riesgos en los procesos [PHA, del inglés Process Hazard Analysis]).	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué-pasa-si? • Lista de Verificación. • ¿Qué-pasa-si?/Lista de Verificación. • HAZOP. • FMEA.
Análisis cuantitativo simplificado de los riesgos identificados.	<ul style="list-style-type: none"> • FRR. • Matriz de categorización de riesgos. • Histograma de riesgos.
Análisis cuantitativo detallado de los riesgos críticos.	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de consecuencias. Para llevar a cabo el análisis de consecuencias se deben utilizar herramientas de cálculo apropiadas para los escenarios potenciales identificados (v.gr., modelos de dispersión atmosférica, modelos de radiación térmica, modelos de efectos, etc.) • Análisis de frecuencias. La frecuencia de las consecuencias de interés (fugas, rupturas, fallas de equipo, incendios, explosiones, etc.) debe evaluarse a través de la técnica más apropiada: <ol style="list-style-type: none"> a) Análisis de árbol de fallas. b) Análisis de árbol de eventos. c) Análisis de confiabilidad humana. d) Análisis de fallas con causa común. e) Análisis de eventos externos.
Administración de los riesgos Identificados en los procesos.	<ul style="list-style-type: none"> • Las recomendaciones para el control y/o la mitigación de los riesgos, pueden estar basadas en estudios de factibilidad y/o estudios de costo-beneficio basados en las siguientes herramientas: <ol style="list-style-type: none"> a) Matriz de riesgos. b) Perfil de los riesgos. c) Índice de riesgos.
Resolución e implantación de las recomendaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Resolución de las recomendaciones. • Implantación de las recomendaciones. • Mecanismo para comunicar las recomendaciones y resoluciones de los análisis de riesgos en los procesos. • Sistema de seguimiento de las recomendaciones.

De acuerdo al artículo 10 de las disposiciones, PEMEX debe dar aviso de inicio de perforación de un pozo con al menos 15 días antes del inicio de la perforación y en este aviso se documenta entre otros el tema relacionado con el análisis de riesgo por pozo.

La metodología para el análisis de riesgo asociado a los pozos (donde se incluye el peor escenario) está asociada a la naturaleza de los materiales empleados, de las condiciones de operación y del entorno, de la tecnología utilizada, de la experiencia disponible durante el diseño, operación y mantenimiento del proceso productivo.

El riesgo el cual se define como el resultado de la cantidad de veces (frecuencia) que se presenta un determinado evento o desviación de un proceso, y los daños (consecuencias) que pueden generarse al presentarse esté evento; cabe aclarar que tales riesgos son manifestaciones de peligro o de desviación no deseada de un modo natural de operación, originados cuando el proceso cae fuera de sus condiciones normales operativas, o es llevado accidental o imprudencialmente fuera de los rangos establecidos en su filosofía de operación. Estas desviaciones, pueden traer la presencia de eventos no deseados, que pueden derivar en afectaciones a las personas, al medio ambiente, a la producción o a las instalaciones (negocio) y repercutir en la imagen que una instalación particular, presente con respecto a su entorno e instalaciones similares.

De acuerdo a las características operativas de la plataforma que será utilizada para perforar, al tipo de sustancias manejadas en la instalación referida, a las etapas de perforación y las características de su entorno, se estableció que la técnica más adecuada para la identificación de riesgos asociados con la operación de la Plataforma, es la técnica “¿Qué pasa si...?” (¿What if...? por sus siglas en inglés), en función de las actividades a desarrollar.

En este sentido el Grupo multidisciplinario de PEMEX, tomando como referencia el COMERI 144, determinó con base en la tabla 13, utilizar la técnica ¿Qué pasa si...? ya que esta puede ser aplicada en cualquiera de las etapas de desarrollo de un proyecto. Dicha tabla se presenta a continuación.

Tabla 13. Metodologías para la realización de análisis de riesgos.

ETAPA DE DESARROLLO DEL PROYECTO	¿QUÉ PASA SI?	Lista de verificación	¿QUE PASA SI? Lista de verificación	HAZOP	FMEA	AF Árbol de fallas	AE Árbol de eventos	ACH Análisis de confiabilidad humana	FCC Análisis de las fallas con causas común.
Investigación y desarrollo	X								
Diseño conceptual	X	X	X						
Operación de la unidad piloto	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ingeniería de detalle	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Construcción y arranque	X	X	X					X	X
Operación rutinaria	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Expansión o modificación	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Investigación de accidentes	X			X	X	X	X	X	X
Desmantelamiento	X	X	X						

Referencia. Adaptado de Guidelines for Hazards Evaluation Procedures, Second Edition with Worked examples. Center for Chemical Safety Process

La técnica de identificación de riesgos ¿Qué pasa si...? (What if...?) es una metodología de tormenta de ideas donde se identifican situaciones que pueden desencadenar un evento no deseado, ocasionado por la falta de control en los aspectos operativos; identificando las posibles situaciones que en caso de ocurrir, no tienen la posibilidad de mantener una operación segura o la versatilidad de retornar a sus condiciones normales de operación.

- **Resultado de la estimación del peor escenario.**

De acuerdo a las características propias de las actividades de perforación en aguas profundas y a la metodología del análisis de riesgo, la estimación de los peores escenarios se realiza por pozo.

- **Plan de contingencia, contención y remediación en caso de derrame.**

Los Planes de Respuesta a Emergencias (PRE's) se elaboran de conformidad con la normatividad nacional vigente y lineamientos corporativos PEMEX.

Estos documentos son el resultado de un proceso de planeación de un grupo multidisciplinario, en el cual se establecen los responsables, acciones y recursos necesarios a ser aplicados coordinadamente para controlar o mitigar las consecuencias causadas por un accidente al personal, al ambiente, a las instalaciones, a la comunidad o a la imagen de la institución.

Se tienen planes de respuesta a emergencias de carácter general para Pemex Exploración y Producción y de carácter específico para la instalación.

A continuación se relacionan los planes de respuesta a emergencias, señalados por Pemex, aplicables a los pozos que se perforarán en el proyecto Área Perdido.

a. Plan Nacional de contingencia para combatir y controlar derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas en el mar.

Este es el documento rector a nivel nacional para definir responsabilidades, establecer la organización de respuesta, proveer información básica sobre las características de las áreas afectadas y los recursos humanos y materiales disponibles y además sugiere líneas de acción para enfrentar incidentes contaminantes.

b. Plan MEXUS, Plan conjunto de contingencia entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre contaminación del medio ambiente marino por derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas.

El plan MEXUS provee procedimientos de operación en casos de incidentes de contaminación que puedan representar una amenaza a las aguas o áreas costeras o al medio marino de la zona fronteriza entre México y los Estados Unidos de Norteamérica.

c. Plan General PEMEX de contingencia por derrames de hidrocarburos en el mar.

Este plan establece una organización permanente y la infraestructura necesaria para prevenir y dar respuesta eficaz a derrames de hidrocarburos en el mar. Así mismo, coordina las actividades de los organismos subsidiarios y empresas filiales durante un derrame y las autoridades competentes de acuerdo con lo establecido en el “Plan Nacional de Contingencia para combatir y controlar derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas en el mar”, coordinado por la Secretaría de Marina.

d. Plan de respuesta a emergencias sanitarias en la Región Marina.

En este plan se establecen los mecanismos de coordinación entre las diferentes áreas de Pemex Exploración y Producción que intervienen en la atención de la seguridad y la salud de los trabajadores en las instalaciones costa afuera, para vigilar, contener y controlar de manera oportuna y organizada cualquier eventualidad de este tipo.

e. Plan de respuesta a emergencias por huracanes en la Región Marina.

Este instrumento establece el mecanismo para la toma de decisiones para que las áreas operativas y de apoyo actúen de manera coordinada en la ejecución de acciones o medidas a seguir ante la amenaza e impacto de huracanes.

f. Plan de respuesta a emergencias de las Plataformas semi-sumergibles West Pegasus y Bicentenario.

Estos documentos contiene el plan específico de respuesta a emergencias para la plataforma, la cual será utilizada para la perforación de los pozos del proyecto Área Perdido. Dicho plan tiene como objeto coadyuvar en la prevención, protección, control y mitigación de pérdidas por desastres catastróficos en las instalaciones, así como garantizar la integridad física de sus trabajadores, el medio ambiente e instalaciones y acorde a la normatividad vigente.

Este instrumento contempla el nivel interno (PLANEI), los escenarios de riesgo, nivel externo (PLANEX), procedimientos de comunicación, circuitos de ayuda mutua y grupos de apoyo.

- **Infraestructura para la atención a derrames y tiempos estimados de atención a respuesta.**

PEMEX cuenta con los centros de control de derrames ubicados en las Terminales Marítimas de Árbol Grande, Tamaulipas, Dos Bocas, Tabasco y Ciudad del Carmen, Campeche. Los tiempos de respuesta a emergencia en caso de derrame son aproximadamente 48 hrs tanto de Dos Bocas como de Cd. del Carmen y de Árbol Grande el tiempo estimado es de 10 hrs.

En el contexto de la prevención y ante cualquier eventualidad que se pudiese presentar en las instalaciones petroleras costa fuera de PEP, se tiene establecido un Programa Interinstitucional de Sobrevuelos para la detección oportuna de Derrames de Hidrocarburos, en el cual participan las Dependencias de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) y la Secretaría de Marina, minimizando los tiempos de respuesta.

- **Certificación de los BOP'S, ROV y Cementación.**

La certificación de los preventores para los pozos está asociada a las plataformas Bicentenario y West Pegasus, dicha certificación fue realizada por la compañía Det Norske Veritas (DNV) y corresponde al certificado MSL 08-2211.

La certificación del ROV se realiza por diferentes compañías, PEMEX Exploración y Producción contractualmente solicita a las compañías perforadoras presenten debidamente certificados los equipos que utilizaran en las operaciones de pozos en aguas profundas; para el caso del ROV las certificaciones se incluyen en la documentación del Aviso de la Perforación. PEMEX cuenta con el procedimiento para cementación de tuberías de revestimiento Clave: PE-SP-OP-0112-2010.

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) Pemex deberá mostrar las características y el flujo de trabajo de la metodología que aplica para determinar el peor escenario de derrame de hidrocarburos, con el cual se calcula el gasto diario de flujo descontrolado que podría provenir de un pozo durante la operación de perforación.

Con el fin de prevenir escenarios de riesgo para el personal, la comunidad y el medio ambiente, la CNH considera que PEMEX debe presentar la estimación del gasto diario de flujo descontrolado correspondiente al peor escenario de derrame de hidrocarburos, así como el análisis realizado para evaluar la integridad del pozo, con el cual se determine los posibles puntos débiles que den origen a fugas descontroladas de hidrocarburos.

En base a la estimación del peor escenario de derrame de hidrocarburos en un pozo exploratorio, Pemex debe incluir las características principales de los planes de respuesta a emergencias donde se especifiquen el personal, procedimiento a seguir, tiempos de respuesta, y recursos necesarios a ser aplicados para controlar el derrame de hidrocarburos en el pozo, y posteriormente mitigar las consecuencias causadas por un accidente el personal, al medio ambiente, y a las instalaciones.

De acuerdo a la metodología empleada por Pemex para la determinación del peor escenario, éste se realiza por pozo, por lo que de tener varios pozos perforándose de manera simultánea, el escenario de riesgo debe actualizarse para tomar las medidas de prevención adecuadas.

- b) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar

constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales, al igual que el personal de Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- c) Resulta importante que Pemex cuente con un proceso bien definido que identifique los riesgos bajo una metodología apegada a las mejores prácticas, para asegurar la eficiencia y efectividad de la misma, por lo que esta Comisión recomienda que Pemex, aunado a lo ya desarrollado, complemente el programa de identificación, análisis y evaluación de riesgos y sus mecanismos de administración conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
- d) La evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- e) En la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- f) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales correspondientes.
- g) 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, realizando los procesos de manera eficiente, así como a la normatividad gubernamental.

- h) El Proyecto Área Perdido, presenta oportunidades o pozos para ser perforados en tirantes de agua mayores a 1,500 metros, por lo que es necesario antes de la perforación de esos pozos se cumpla la Resolución CNH.12.001/10.
- i) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.
- j) Con respecto a la póliza de seguro:

En términos del artículo 7 bis de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, Pemex debe contar con las previsiones y coberturas financieras para enfrentar y resarcir cualquier daño o perjuicio económico o ambiental que se genere a causa de las obras u operaciones de la industria petrolera en aguas profundas.

Acorde con dicha obligación, los artículos 38 al 43 de la Resolución CNH.12.001/10 precisan que Pemex debe contar con las previsiones y coberturas para hacer frente, entre otros, a los gastos asociados al peor escenario posible, a los gastos del control de pozos y a los de limpieza y remediación del medio ambiente y que los mecanismos para ello pueden ser tanto la contratación de coberturas financieras o seguros como la emisión de bonos o títulos financieros en favor de Pemex exigibles en caso de ocurrir una contingencia o siniestro.

La póliza de seguro con cobertura de daño físico directo a todo bien todo riesgo en tierra y mar y la responsabilidad civil general derivada del desarrollo de sus operaciones que Petróleos Mexicanos tiene contratado con Seguros Inbursa (25200 30007117) establece lo siguiente en el inciso H) de la cláusula 2.8.1.2 las “EXCLUSIONES GENERALES APLICABLES A

LAS 3 SUBSECCIONES” que se refieren a los GASTOS PARA EL CONTROL DE POZOS, GASTOS DE REPERFORACIÓN, FILTRACIÓN, LIMPIEZA Y CONTAMINACIÓN:

*“H) Los gastos asociados a los daños y la responsabilidad de plataformas con tirantes de agua superiores a 500 metros, incluyendo los gastos relacionados con el control de pozos ubicados en profundidades **mayores a 500 metros**. Esta exclusión no tendrá aplicación si la perforación del pozo es declarado y goza de cobertura en la póliza antes del 1 de noviembre de 2011; para poder gozar de cobertura, el asegurado deberá proporcionar la información que la aseguradora solicite. En cualquier caso, la cobertura que otorga la presente sección para los pozos declarados **terminará a más tardar el 31 de diciembre de 2011.**”*

La Comisión cuenta con copia del Endoso B10 a la póliza de referencia, en las que se modifican las condiciones generales de la póliza original:

*“H) Los gastos asociados a los daños y la responsabilidad de plataformas con tirantes de agua superiores a 500 metros, incluyendo los gastos relacionados con el control de pozos ubicados en profundidades **mayores a 500 metros**. Esta exclusión no tendrá aplicación si la perforación del pozo es declarado y goza de cobertura en la póliza antes del 1 de **agosto de 2012**; para poder gozar de cobertura, el asegurado deberá proporcionar la información que la aseguradora solicite. En cualquier caso, la cobertura que otorga la presente sección para los pozos declarados **terminará a más tardar el 31 de agosto de 2012.**”*

Por lo anterior, tratándose de los pozos contemplados para el proyecto en estudio, Trión y Supremus-1, a perforarse en un tirante de agua de 2,540 y 2900 mts respectivamente, esta Comisión requiere que Pemex mantenga la cobertura que contemple los gastos que sean necesarios desde el inicio de la perforación hasta su terminación de los pozos señalados y de los demás que pretende perforar.

Lo anterior, a efecto de que Pemex cumpla con las disposiciones normativas aplicable a la seguridad industrial relacionadas con la perforación en aguas profundas y ultraprofundas, en específico con la previsión de los gastos para el control de pozos, reperforación, filtración, limpieza y contaminación.

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 Área Perdido.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto 1588, 1589, 1593, 1594, 1595, 1596, 1597, 1598 y 1606 que la SENER considera como las áreas 077-32, 077-33, 078-30, 078-31, 078-32, 079-28, 079-29, 079-30 y 079-27 así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 081-28 y 082-29, la cual se limita a las actividades exploratorias relacionadas con el Proyecto Área Perdido, 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.

Se estima pertinente sugerir a la SENER que, en los términos y condiciones de las asignaciones que otorgue, se requiera que Pemex, a través de PEP, que reporte periódicamente su estatus.

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.

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen y la opinión técnica como favorable con condicionantes, lo que le permitirá la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.

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.

- f) 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) La selección y el orden de la perforación de localizaciones exploratorias deben ser sustentados en elementos de decisión más transparentes que permitan la programación de actividades para incrementar la evaluación del potencial y la rentabilidad del proyecto.

- b) 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.
- c) 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 mexicano 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 API RP 75.

- d) 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.
- e) Pemex deberá 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.
- f) Pemex deberá 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.
- g) El proyecto de Exploración Área Perdido está documentado ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el proyecto de Explotación Cantarell. La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración del proyecto Cantarell, a efecto de reducir la carga financiera al Proyecto

Cantarell 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.

- h) En la documentación presentada, Pemex señaló que el proyecto Cantarell se documentó de forma integrada, sin desagregar cada uno de los proyectos exploratorios incluidos, por lo que el proyecto Área Perdido no se encuentra detallado dentro de la documentación de Cantarell. 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, el de Área Perdido. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente de dónde se documente.
- i) 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.

III. 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 Área Perdido 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 Área Perdido, 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. Relacionado a los pozos a perforar, entregar un reporte derivado de la revisión y aprobación sobre la ejecución del programa de perforación, así como de los cambios significativos respecto al diseño y programa original. La información señalada se deberá entregar conforme se vaya ejecutando la perforación del pozo.
2. Remitir la documentación que permita dar seguimiento técnico financiero a las actividades programadas en el proyecto, y en caso de desviaciones, señalar claramente las causas que las generaron, sobre todo si son debidas a:

- Zonas inesperadas de presión anormal.
 - Zonas inesperadas de posibles pérdidas de circulación.
 - Riesgos someros de mayor impacto al estimado.
 - Cambios en la ventana óptima de operación.
3. Dar cumplimiento a la normativa en materia de seguridad industrial en aguas profundas relacionada con los planes de respuesta a derrame, así como desarrollar procedimientos específicos, tales como los siguientes:
 - a) Procedimiento para el control de brotes, específico para los proyectos en aguas profundas.
 - b) Procedimiento de emergencia para pozos descontrolados en aguas profundas, para cada pozo a perforar dentro del proyecto de exploración área perdido, como fue presentado para los pozos Supremus-1 y Trión-1.
 - c) La metodología y el procedimiento de recuperación del crudo, demostrando las capacidades de Pemex para tal efecto.
 4. Mantener vigentes el contrato o contratos que contemplen los servicios de contención de derrames que demuestren las capacidades de contención presentados por Pemex:
 5. Mantener actualizadas las certificaciones de terceros en infraestructura, equipos y del personal.
 6. Atender las solicitudes de información que la CNH y los grupos de trabajo requieran como resultados de los talleres que se realicen para la revisión de los pozos o localizaciones a perforar del proyecto.
 7. Remitir la documentación que acredite la metodología y el procedimiento para el taponamiento y abandono de cada pozo a perforar dentro del Proyecto de Exploración Área Perdido

8. Mantener actualizadas pólizas de seguro que ampare los costos contingentes asociados a contención de derrames y remediación del medio ambiente, relacionadas con las actividades del proyecto.
9. Implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación, evaluación y mitigación de riesgos, así como el correspondiente plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
10. Documentar los planes de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos de acuerdo con los lineamientos, para el diseño de proyectos de exploración y explotación que emita la Comisión, emitidos por la Comisión, vigentes en su momento.
11. Informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de una nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo. Asimismo entregar los programas multianuales de perforación de pozos de manera detallada y de los estudios a realizar, reportando el avance de manera trimestral.
12. Notificar 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 lo anterior, deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
13. En el caso de éxito exploratorio, presentar un programa de toma de información 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.

14. Desarrollar un análisis de factibilidad para un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, realizando escenarios de todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.
15. Presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a las mejores prácticas, así como mostrar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto.
16. Enviar copia del informe final al término de los estudios geofísicos y geológicos que realice en relación con este proyecto.
17. En caso de resultar aplicable, dar cumplimiento a los acuerdos que México y Estados Unidos de América suscriban y ratifiquen en relación con la cooperación para la exploración y explotación conjunta de las estructuras geológicas de hidrocarburos y yacimientos que se extiendan a través de la Línea de Delimitación, cuya totalidad esté situada más allá de 9 millas náuticas del litoral (yacimientos transfronterizos de hidrocarburos en el Golfo de México).
18. Informar trimestralmente, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en caso de ajustes en la estrategia, debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
19. Contar con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas a desarrollar en el proyecto.
20. 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 Área Perdido, que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, presentar la nueva propuesta del proyecto 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.

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 Área Perdido.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 1588, 1589, 1593, 1594, 1595, 1596, 1597, 1598 y 1606 que la SENER considera como las áreas 077-32, 077-33, 078-30, 078-31, 078-32, 079-28, 079-29, 079-30 y 079-27 así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 081-28 y 082-29, la cual se limita a las actividades exploratorias relacionadas con el Proyecto de Exploración Área Perdido, con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración Área Perdido.

Proyecto de Exploración Área Perdido

	Unidades		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2025	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	7,284	5,131	6,900	8,356	11,085	10,045	10,192	10,178	127,783	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	3	2	2	3	4	4	4	4	47	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(km2)	Programa	0	0	0	0	3,000	0	0	0	3,000	25
	(km2)	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 P10	48	0	0	0	11	0	0	0	2,202	NA
1.- Recursos Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	620	411	86	467	412	466	398	235	4,803	NA
1.- Recursos Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	1,555	982	244	1,054	1,028	1,148	1,091	526	8,995	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.

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.					