



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN SARDINA

ABRIL 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	10
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	14
A) UBICACIÓN.....	15
B) OBJETIVO	15
C) ALCANCE.....	16
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	16
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	20
F) INDICADORES ECONÓMICOS	21
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	23
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	24
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	26
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	27
A) ESTRATÉGICA.....	27
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	27
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	27
C) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	30
D) ECONÓMICA.....	32
E) AMBIENTAL.....	34
F) SEGURIDAD INDUSTRIAL.	37
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
VIII. CONDICIONANTES.....	44
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	47
ANEXO I.....	48
ANEXO II	49

I. Introducción

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

El Proyecto de Exploración Sardina es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Golfo de México Norte, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras: 735, 1500, 1514, 1554, 1561, 1563, 1566, 1568, 1571, 1572 y 1573, que la SENER considera como áreas 075-40, 076-45, 075-43, 075-42, 075-39, 076-44, 075-41, 076-39, 076-41, 076-42 y 076-43 mediante oficio No. PEP-SRS-1104/2010 del 30 de septiembre de 2010 y recibido en la Secretaría el 14 de octubre del 2010.

El dictamen del Proyecto de Exploración Sardina fue elaborado en el marco de lo dispuesto por los artículos 12 y Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), y con base en éste, se emite la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

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

1. Oficio No. 512.538-10 recibido en la CNH el 17 de Noviembre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, remitió:
 - Información técnico económica del proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio No. SPE-GRPE-029-2011 con fecha del 15 de febrero del 2011, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE), mediante el cual entregan la versión actualizada del proyecto.
3. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del Proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido en la CNH el 28 de enero del 2011; evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011, recibido en la CNH el 14 de febrero del 2011, así como con la componente ambiental de los proyectos, mediante oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el 29 de junio de 2011.

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

- a. Datos generales del proyecto.
- b. Descripción técnica del proyecto.
- c. Estrategia Exploratoria.
- d. Diseño de las actividades de exploración.
- e. Plan de ejecución del proyecto.
- f. Seguridad industrial.
- g. Medio ambiente.

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de Exploración***

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

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que el Proyecto de Exploración Sardina, se encuentra incluido dentro del Proyecto de Explotación Arenque, no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del Proyecto de Explotación Arenque elaborados por Pemex.

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

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

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

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

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

- ***Ambiental***

El Proyecto de Exploración Sardina, en relación a las asignaciones petroleras correspondientes, Pemex señaló que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”.

Las áreas 075-39, 076-39, 075-40, 075-41, 076-41, 075-42, 076-42, 075-43, 076-43, 076-44 y 076-45 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), es decir, que la totalidad del proyecto se encuentra amparado por la autorización ambiental mencionada anteriormente.

Es recomendación de este órgano desconcentrado que al proponer los planes de delimitación y desarrollo de los campos descubiertos en el área comprendida en este proyecto exploratorio, se soliciten permisos ambientales a nivel proyecto.

- ***Seguridad Industrial***

Referente a la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración Sardina, se identifica que tanto para la instalación de equipos de perforación como para la perforación de pozos, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos operativos, evaluación de éstos, mecanismos de mitigación y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75. La identificación y evaluación de riesgos operativos deben complementarse la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable en el marco normativo nacional o internacional.

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

- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Exploración Sardina 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. Entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar el avance trimestralmente. Además deberá informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo.

Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.

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

3. Informar trimestralmente sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.

4. 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 Sardina que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

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

5. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Elaborar un análisis de factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
7. En el caso de éxito exploratorio, presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte y análisis de núcleos, análisis de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar las características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos y que logren incorporar reservas de hidrocarburos.
8. Presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo con prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
9. Implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta

a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.

III. Mandato de la CNH

Como consecuencia de la reforma energética aprobada por el Congreso de la Unión en 2008, el Ejecutivo Federal expidió el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, en el que se estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras (artículo Quinto transitorio del RLR27), el cual establece:

“QUINTO.- En materia de asignaciones petroleras:

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

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

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

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

Por lo que la Comisión y SENER establecen un calendario de revisión de las asignaciones petroleras otorgadas con anterioridad a la expedición del RLR27, agrupándolas por proyecto, a efecto de modificarlas, o en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

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

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...) “VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.*
- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras. Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.*
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:
Artículo 2º: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo

acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

- VI. *Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;*
 - XI. *Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;*
 - XV. *Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.*
- *El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

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

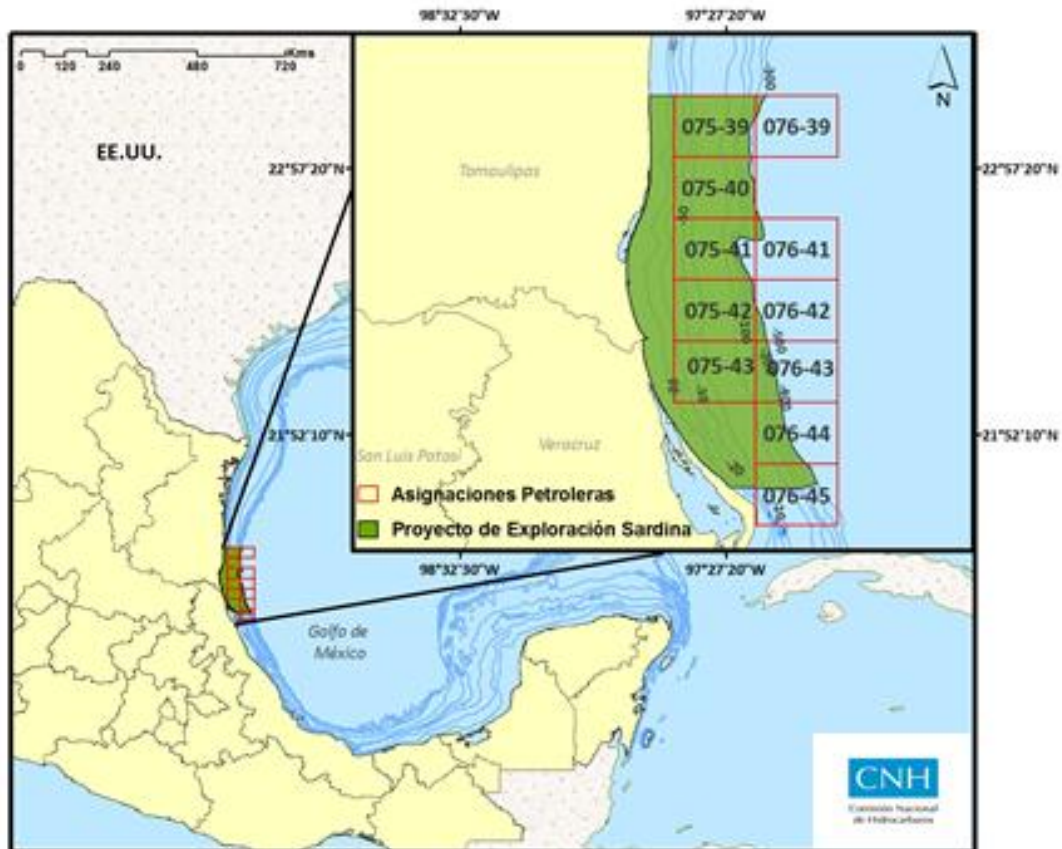
IV. Resumen del proyecto

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

a) Ubicación.

El Proyecto de Exploración Sardina se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, en una franja situada frente al litoral de los estados de Tamaulipas y Veracruz, conformando entre los paralelos 23° 15' y 21° 38' de latitud norte, y desde la línea de costa hasta la isóbata de 500 m. Cubre un área aproximada de 8,338 km², Figura 1.

Figura 1. Ubicación del Proyecto de Exploración Sardina



b) Objetivo

De acuerdo a lo presentado por Pemex, el objetivo del Proyecto de Exploración Sardina es incorporar nuevas reservas de aceite y gas, a mediano y largo plazos con un recurso prospectivo que varía de 494 mmbpce en el percentil 10 a 1,722 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 960 mmbpce, provenientes de rocas carbonatadas del Mesozoico y arenas del Terciario, en el periodo 2011-2027.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 81 pozos exploratorios, la realización de 50 estudios geológicos, la adquisición de 800 km² en 4 estudios de sísmica 3D. La inversión exploratoria total estimada es de 45,950 millones de pesos, de los cuales, 44,695 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,256 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

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

Con base a lo anterior, las áreas en que actualmente se encuentra dividido el proyecto son Salmón y Náyade.

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Salmón	44
Náyade	37
Total	81

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

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Salmón	2,860
Náyade	1,379
Total	4,239

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a incorporar mmbpce
Salmón	692
Náyade	268
Total	960

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

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada y tiene como estrategia, evaluar el potencial petrolero a corto, mediano y largo plazos, iniciando el corto plazo en áreas con mayores posibilidades de contener volúmenes importantes de aceite y relativamente cercanas a la infraestructura existente de los campos Arenque y Lobina. En el mediano plazo, se enfocará a la exploración de las áreas de riesgo moderado, cercanas al campo Náyade no desarrollado, en lo que podría ser la confirmación y extensión del play Jurásico Superior del Oxfordiano donde se obtuvo producción de aceite ligero. En el largo plazo, serán evaluadas las áreas con mayor riesgo, las cuales no cuentan con infraestructura de producción.*

Las ventajas de esta propuesta se derivan de aprovechar el conocimiento existente sobre las áreas prioritarias y determinar hacia dónde se van a enfocar los esfuerzos e inversiones para cumplir con las metas establecidas en el Plan Estratégico de PEP.

Bajo este planteamiento, la perforación exploratoria iniciaría principalmente en el área Salmón, en oportunidades y localizaciones que ofrecen condiciones favorables con mayor certidumbre y probabilidad de éxito y cercanas a instalaciones.

Se estima iniciar la evaluación del área Salmón con pozos marinos en el año 2013. El éxito en alguna de las tres primeras localizaciones propuestas a perforarse en el lapso 2013-2015, abrirá la posibilidad para probar las estructuras que tienen características estructurales y de expresión sísmica análoga, que se extienden hacia el norte del proyecto en el alineamiento estructural del área Náyade.

En el área Náyade, se tiene el campo Náyade de aceite ligero no desarrollado, que representa la extensión hacia el norte de los alineamientos estructurales que fueron probados y que son actualmente productores de aceite en el sector Salmón en los campos Arenque, Lobina y Merluza, favoreciendo las expectativas para la incorporación de nuevas áreas productoras de hidrocarburos en las localizaciones que están alineadas en el mismo alineamiento productor.

En esta alternativa, se considera perforar 81 pozos exploratorios en un período de 17 años (2011-2027) e incorporar una reserva media de 960 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 45,950 millones de pesos, de los cuales 44,695 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,256 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 58,888 millones de pesos con un índice de utilidad de 2.35 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 960 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2027
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	494
media	0	0	21	28	18	21	64	48	960
p ₉₀	0	0	65	80	50	57	195	131	1,722

Alternativa 2. *La estrategia exploratoria de esta alternativa tiene como propósito evaluar el potencial petrolero del proyecto en el corto plazo en aquellas áreas con oportunidades y localizaciones de bajo riesgo, con posibilidades de contener volúmenes importantes de aceite ligero y en menor proporción aceite pesado. Estas oportunidades y localizaciones se encuentran relativamente cercanas a la infraestructura existente de los campos Arenque y Lobina. En el mediano y largo plazos, la exploración se enfocará hacia las áreas de riesgo moderado cercanas al campo Náyade no desarrollado en lo que podría ser la confirmación y extensión del play Jurásico Superior Areniscas del Oxfordiano productoras en dicho campo.*

La perforación exploratoria se iniciaría principalmente en el área Salmón, en oportunidades de bajo riesgo y cercanas a instalaciones, en caso de resultar con éxito se continuaría con la perforación hacia las oportunidades que se tienen en el área Náyade.

En esta alternativa, la actividad de perforación exploratoria iniciaría en el año 2013. En caso de tener éxito, se continuaría con la perforación de las localizaciones programadas a partir del 2014, de tal manera, que se probarían las estructuras con características similares que se extienden hacia el norte en la continuación del alineamiento estructural del área Náyade.

En esta alternativa, se considera perforar 50 pozos exploratorios en un período de 16 años (2011-2026) e incorporar una reserva media de 435 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 29,312 millones de pesos, de los cuales 28,190 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,123 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 33,292 millones de pesos con un índice de utilidad de 1.84 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a incorporar con riesgo asciende a 435 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2018
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	204
media	0	0	21	28	18	21	64	48	435
p ₉₀	0	0	65	80	50	57	195	131	847

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

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

La inversión para el horizonte 2011-2027 en el proyecto es de 45,950 millones de pesos (mmpesos), de los cuales 44,695 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,256 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

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

Tabla 6. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2027
Inversión exploratoria	0	0	648	1,193	569	1,003	2,208	2,947	45,950
Estratégica	0	0	605	1,099	518	975	2,131	2,894	44,695
Pozos ^(a)	0	0	595	1,077	508	970	2,114	2,289	42,222
Sísmica	0	0	0	0	0	0	0	600	2,400
Estudios	0	0	10	22	10	5	17	5	73
Operacional	0	0	43	94	51	28	78	53	1,256

* Incluye la inversión de la infraestructura del pozo exploratorio.

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	44	110	39,368
media	0	0	0	149	773	764	870	1,710	51,023
p ₉₀	0	0	0	587	1621	1562	1826	3920	70,934

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	31	23,710
media	0	0	0	0	35	90	121	221	26,210
p ₉₀	0	0	0	0	133	229	295	484	29,828

f) Indicadores económicos

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

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

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Alternativa 1
VPN	mmpesos	58,888
VPN/VPI	pesos/pesos	2.35
Recursos prospectivos	mmbpce	960

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. 512.538-10, respecto de las asignaciones denominadas: 735, 1500, 1514, 1554, 1561, 1563, 1566, 1568, 1571, 1572 y 1573, que la SENER considera como áreas 075-40, 076-45, 075-43, 075-42, 075-39, 076-44, 075-41, 076-39, 076-41, 076-42 y 076-43.

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

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

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

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

En términos de lo anterior, PEP proporcionó información adicional mediante el oficio siguiente: SPE-GRPE-029-2011 relacionada a evaluaciones económicas. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 29 de junio de 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

a) Suficiencia de información.

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

De conformidad con el índice de información aprobado por la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10 y resultado del trabajo conjunto de revisión documental, la CNH determinó que cuenta con la suficiente información para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en la tabla siguiente:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Insuficiente	Comentario: Documentación faltante
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Suficiente	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y el proyecto presentado a la Comisión.	
Suficiente	Comentario:
e) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo.	
Suficiente	Comentario:
f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial).	

Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
Suficiente	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
Suficiente	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
Suficiente	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
Suficiente	Comentario:
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
Suficiente	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
Suficiente	Comentario:
3. Estrategia exploratoria	
3.1 Descripción de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.2 Estimación de recursos prospectivos, ingresos, inversión y costos. Recursos, reservas e ingresos por localización, inversiones y metas físicas. Para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Diseño de las actividades de exploración	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
Suficiente	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
Suficiente	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
Suficiente	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	
Suficiente	Comentario:
5. Plan de ejecución del proyecto	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
Suficiente	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
Suficiente	Comentario:

6. Seguridad industrial	
6.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
6.2 Evaluación de riesgos operativos (Descripción de observaciones, recomendaciones, así como de las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario:
7. Medio Ambiente	
7.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Suficiente	Comentario:

b) Consistencia de la información.

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

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (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 Sardina, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

- a) El proyecto requiere ser administrado de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.
- b) Es necesario incorporar en las alternativas presentadas, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios, relacionado a la ejecución del proyecto en caso de tener o no tener éxito en las primeras oportunidades a perforar, considerando los éxitos y fracasos en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.

ii. Formulación del proyecto.

- a) Las actividades del Proyecto de Exploración Sardina están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el Proyecto de Explotación Arenque. Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración del Proyecto de Explotación Arenque. Lo anterior, reducirá carga financiera al Proyecto de Explotación Arenque permitiendo mayor transparencia tanto en el seguimiento de los proyectos como en el análisis del portafolio de

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

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

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

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen* prospectivo mmbpce	Recursos* prospectivos mmbpce
Salmón	Salmón-1A	2013	32	32	66	21
Salmón	Beluga-1	2014	35	32	25	9
Salmón	Jurel-101	2014	33	32	60	20
Salmón	Camaron-1	2015	43	40	41	18
Salmón	Molusco-1	2016	25	23	38	10
Náyade	Neon-1	2016	21	20	53	11
Salmón	Charales-1	2017	27	27	86	23
Salmón	Lizeta-1	2017	22	21	43	9
Salmón	Ocelaris-1	2017	22	21	61	13
Salmón	Ostracodo-1	2017	29	28	62	18
Náyade	Abadeji-1	2018	29	27	41	12
Náyade	Holacantus-1	2018	19	18	43	8
Náyade	Lebrancha-1	2018	22	21	68	15
Salmón	Pacharela-1	2018	19	18	76	14
Salmón	Abulon-201	2019	26	24	27	7
Náyade	Congrio-1	2019	20	19	33	6
Salmón	Hipocampo-1	2019	34	33	36	12

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen* prospectivo mmbpce	Recursos* prospectivos mmbpce
Salmón	Lobina-201	2019	35	29	17	6
Salmón	Pezgallo-1	2019	21	21	104	22
Náyade	Tentaculo-1	2019	19	18	43	8
Náyade	Cacheton-1	2020	17	14	17	3
Náyade	Escama-1	2020	19	18	49	9
Náyade	Espicula-1	2020	23	22	38	9
Náyade	Guayacon-1	2020	16	14	20	3
Salmón	Medregal-1	2020	12	12	85	10
Salmón	Saraca-1	2020	17	14	18	3
Náyade	Tonton-1	2020	17	15	20	3
Náyade	Bacoreta-1	2021	17	17	38	7
Náyade	Botia-1	2021	18	17	33	6
Náyade	Cherna-1	2021	20	18	23	5
Salmón	Linterna-1	2021	16	15	81	13
Náyade	Perca-1	2021	20	18	22	5
Náyade	Plomada-1	2021	19	18	46	9
Salmón	SRD_OPT_1	2021	29	28	79	23
Náyade	Grampin-1	2022	19	18	37	7
Salmón	Macabi-1	2022	18	17	36	6
Náyade	Peto-1	2022	16	14	23	4
Náyade	Red-1	2022	15	14	54	8
Náyade	Tronador-1	2022	17	15	21	4
Salmón	SRD_OPT_2	2022	21	21	104	22
Náyade	Aleta-1	2023	20	18	21	4
Náyade	Anzuelo-1	2023	18	16	31	5
Náyade	Arlequin-1	2023	17	16	27	5
Náyade	Cordel-1	2023	17	16	23	4
Náyade	Marlin-1	2023	16	15	27	4
Náyade	Misala-1	2023	28	27	37	10
Náyade	Tetra-1	2023	21	20	23	5
Salmón	SRD_OPT_3	2023	28	28	85	24
Salmón	SRD_OPT_4	2023	25	24	98	24
Salmón	SRD_OPT_5	2023	27	27	84	23
Náyade	Narval-1	2024	18	17	36	6
Salmón	Plancton-1	2024	37	25	11	4
Salmón	SRD_OPT_6	2024	33	32	59	19
Salmón	SRD_OPT_7	2024	32	31	67	21

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen* prospectivo mmbpce	Recursos* prospectivos mmbpce
Salmón	SRD_OPT_8	2024	19	19	112	22
Salmón	SRD_OPT_9	2024	27	26	82	22
Salmón	SRD_OPT_10	2024	32	32	58	19
Salmón	SRD_OPT_11	2024	25	24	96	23
Salmón	SRD_OPT_12	2024	19	18	109	20
Náyade	Guabina-1	2025	14	12	28	4
Náyade	Hada-1	2025	17	16	24	4
Salmón	SRD_OPT_13	2025	14	14	80	11
Salmón	SRD_OPT_14	2025	34	33	56	19
Salmón	SRD_OPT_15	2025	14	14	84	12
Salmón	SRD_OPT_16	2025	30	29	64	19
Salmón	SRD_OPT_17	2025	19	19	75	15
Salmón	SRD_OPT_18	2025	30	29	70	21
Salmón	SRD_OPT_19	2025	32	31	61	20
Salmón	SRD_OPT_20	2025	20	19	70	14
Salmón	Celacanto-1	2026	23	19	17	4
Náyade	SRD_OPT_21	2026	18	17	48	9
Náyade	SRD_OPT_22	2026	24	23	67	16
Náyade	SRD_OPT_23	2026	19	19	53	10
Salmón	SRD_OPT_24	2026	23	22	58	13
Salmón	SRD_OPT_25	2026	26	25	67	17
Salmón	SRD_OPT_26	2026	20	20	72	14
Salmón	SRD_OPT_27	2026	14	14	81	11
Náyade	SRD_OPT_28	2027	18	17	54	10
Náyade	SRD_OPT_29	2027	18	17	47	9
Náyade	SRD_OPT_30	2027	17	16	48	8
Náyade	SRD_OPT_31	2027	23	23	65	15

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

c) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias. Es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D sean integrados a los modelos actuales con el fin de identificar y

jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.

- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean actualizados al contar con información resultante de estudios o de la perforación de pozos. Se deberá reportar a la CNH la posible actualización del proyecto para verificar si existen modificaciones sustantivas que requieran una modificación en las asignaciones petroleras.
- c) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades puedan representar fielmente las cualidades dinámicas que describen el flujo de los fluidos en el yacimiento, y así poder realizar estimaciones sobre el comportamiento de los mecanismos de producción relevantes, y de perfiles de producción, que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos que logren incorporar reservas de hidrocarburos.

Por lo anterior, en caso de éxito, se debe contar con un programa de toma de información que considere pruebas de presión-producción, análisis PVT para caracterización de fluidos, análisis Stiff, corte de núcleos para caracterización de roca y estudios geomecánicos, así como análisis de laboratorios para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, e índices de mojabilidad. Similarmente, se deben tomar registros geofísicos para ubicar los contactos agua-aceite y/o gas aceite, saturaciones de fluidos, y caracterización petrofísica. Cabe mencionar que con una adecuada caracterización del yacimiento y sus fluidos, se debe realizar una adecuada estrategia de explotación, que considere los diferentes procesos de recuperación, y así maximizar el valor económico del proyecto.

d) Económica.

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

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

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

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

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

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

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

La información proporcionada y validada por Pemex asume que los recursos a recuperar, las inversiones y costos provienen del P50 estimado; con base en lo anterior, la Comisión realizó la evaluación económica.

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe mayor incertidumbre en la estimación de variables. Con base en lo anterior y, siendo riguroso en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME). En la documentación de este proyecto, Pemex calcula un VPN estimado a partir del P50 de las variables, por lo que la Comisión revisó los cálculos, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	74.1	usd/barril
Precio de gas	6.0	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la Tabla 12 se presenta la estimación realizada por Pemex para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el Proyecto de Exploración Proyecto de Exploración Sardina es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	58,888
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	25,043
Relación VPN/VPI =	peso/peso	2.35
Relación beneficio costo	peso/peso	3.10

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores indicadores económicos como el mayor VPN, así como las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- b) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta ante cambios en las condiciones iniciales (precio de hidrocarburos, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión coincide con Pemex en que la alternativa 1 presentada es la que muestra los mayores beneficios económicos.
- c) Al ser un proyecto exploratorio, el éxito está en función del conocimiento de la zona (estudios geológicos y sísmica aumentan el nivel de certidumbre y disminuyen el riesgo). El volumen de hidrocarburos a recuperar es alto en comparación con las reservas y la producción que presenta la BDOE; de no recuperarse el volumen total, el proyecto vería afectada su rentabilidad y, después de impuestos, podría dejar de ser rentable. Se recomienda seguir detalladamente el plan de ejecución de las actividades físicas del proyecto.
- d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic) relacionado a la clase de costos del proyecto, se describe que los Proyectos de Exploración incluyen clase de costos III y IV para el primer año; y IV y V, para los siguientes. Por lo anterior, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

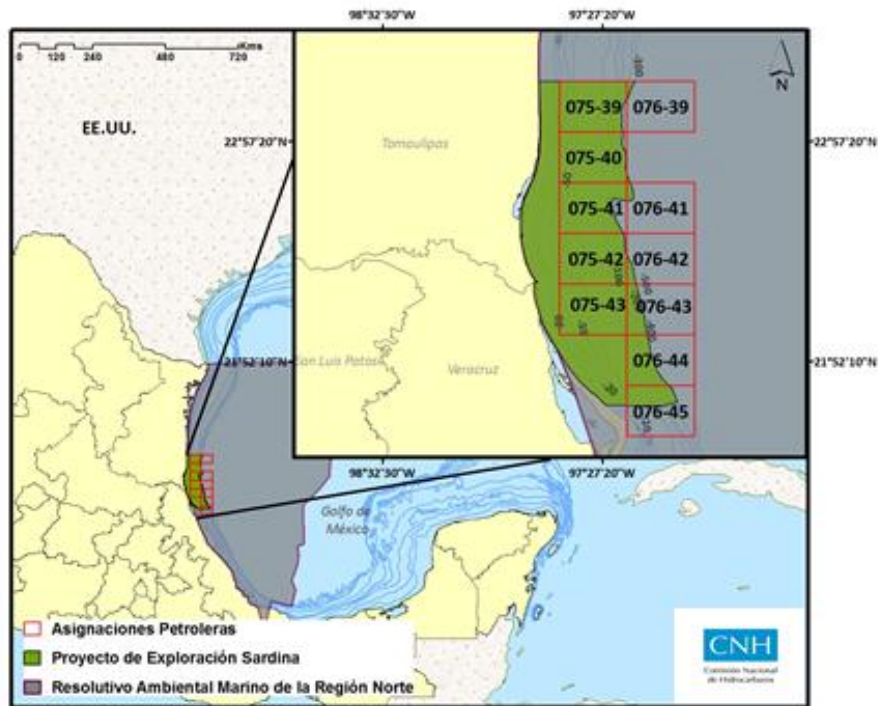
e) Ambiental

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

Al respecto, destaca lo siguiente:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0306.05 de fecha 4 de febrero de 2005, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la 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.

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



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 Sardina.

- b) De acuerdo a la Figura 2 las áreas 075-39, 076-39, 075-40, 075-41, 076-41, 075-42, 076-42, 075-43, 076-43, 076-44 y 076-45 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 (Oficio resolutivo S.G.P.A. / DGIRA.DEI.0306.05).

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades y área del proyecto.

- c) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión las actividades del Proyecto de Exploración Sardina, 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 Sardina.
- d) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- e) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Exploración Sardina cuenta con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

f) Seguridad Industrial.

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

Identificación de Riesgos Operativos.

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

- Falla geológicas.
- La profundidad de los pozos exploratorios, que oscila entre 1,500 y 4,500 metros, en diferentes niveles estratigráficos.
- El control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.
- Acuíferos someros.
- Formaciones inestables.

Evaluación de riesgos operativos.

Con el fin de garantizar el alcance de los objetivos geológicos y minimizar los riesgos operativos, se está aplicando la metodología VCDSE en el diseño de las etapas de perforación y terminación de pozos, así como la incorporación de nuevas tecnologías, como el uso de herramientas que permiten conocer en tiempo real el tipo de formación que se está atravesando para su análisis y con ello, tomar las mejores decisiones en forma oportuna, lo que redundará en una significativa disminución de riesgos operativos, además de generar ahorros sustantivos en tiempo y costo.

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

Por lo anterior, la Comisión señala que:

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

- b) Resulta importante que Pemex cuente con un proceso bien definido que identifique los riesgos bajo una metodología apegada a las mejores prácticas y estándares internacionales para asegurar la eficiencia y efectividad de la misma, por lo que esta Comisión recomienda que Pemex implemente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de administración de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75. La identificación y la evaluación de riesgos operativos deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable en el marco normativo nacional o internacional.

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

- d) 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.

- e) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de equipos intervienen externos, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

- f) Esta Comisión considera que Pemex debe actualizar y verificar constantemente la normatividad interna, contar con la suficiencia organizacional y de coberturas financieras contingentes, con planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros para las actividades mencionadas del proyecto y con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, entre otros;

lo anterior, tomando en cuenta que todos los procesos, procedimientos y normatividad deben ser totalmente auditables.

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

VII. Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes el Proyecto de Exploración Sardina.
- b) Se emite opinión favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 735, 1500, 1514, 1554, 1561, 1563, 1566, 1568, 1571, 1572 y 1573, que la SENER considera como áreas 075-40, 076-45, 075-43, 075-42, 075-39, 076-44, 075-41, 076-39, 076-41, 076-42 y 076-43.
- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la SENER que valore la conveniencia de otorgar un solo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través de PEP, deberá observar las métricas señaladas en el Anexo I del dictamen técnico y entregar un reporte anual de seguimiento conforme a dicho Anexo que permita identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

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

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto, de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Resolución CNH.06.002/09), Pemex estará obligado a obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado,

para lo cual deberá cumplir con los elementos señalados en dicha Resolución CNH.06.002/09 o los lineamientos técnicos que sean vigentes en ese momento.

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex, a través de PEP) para mantener como favorable el dictamen del proyecto y la opinión técnica sobre las asignaciones que le corresponden, lo que le permitirá dar continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante, Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- f) Se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado anterior se integren en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes.
- g) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

RECOMENDACIONES

- a) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- b) La identificación y la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional.

Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, tanto para la perforación de pozos como para la instalación de plataformas resulta importante que Pemex cuente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.

- c) Para la evaluación de los riesgos operativos, se debe tener un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificar si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, así como definir claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- d) Pemex debe atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- e) Pemex debe solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- f) El Proyecto de Exploración Sardina, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el Proyecto de Explotación Arenque. La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración del Proyecto de Explotación Arenque, a efecto de reducir la carga financiera al mismo y dar mayor transparencia tanto al seguimiento de los proyectos como al análisis del portafolio de inversiones de Pemex; además, esto apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país.
- g) En la documentación presentada, Pemex señaló que el Proyecto de Explotación Arenque se documentó de forma integrada, sin desagregar cada uno de los proyectos incluidos, por lo que el Proyecto de Exploración Sardina no se encuentra detallado dentro de la documentación del Proyecto de Explotación Arenque. Al respecto, esta Comisión recomienda que Pemex lleve un control de los cambios en las inversiones, objetivos, alcances y actividades de todos sus proyectos, en este caso, del Proyecto de Exploración Sardina. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente en qué proyecto se documente.
- h) Pemex debe documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos de acuerdo con los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación, emitidos por la Comisión, vigentes en ese momento.

VIII. Condicionantes

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

Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar, las fechas de inicio y finalización, responsables, entregables, costos, y demás información que Pemex considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a que surta efectos la notificación a PEP de la Resolución que se emita sobre el presente Dictamen. PEP deberá informar trimestralmente, por escrito y en formato electrónico, los avances a dichos programas.

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto de Exploración Sardina, 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. Entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar el avance trimestralmente. Además deberá informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo.

Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.

2. Informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
3. Informar trimestralmente sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. 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 Sardina que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto de acuerdo con los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicados en el Diario Oficial de la Federación en diciembre 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.

5. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Elaborar un análisis de factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.

7. En el caso de éxito exploratorio, presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte y análisis de núcleos, análisis de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar las características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos y que logren incorporar reservas de hidrocarburos.
8. Presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo con prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
9. Implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.

IX. Opinión a las asignaciones

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 735, 1500, 1514, 1554, 1561, 1563, 1566, 1568, 1571, 1572 y 1573, que la SENER considera como áreas 075-40, 076-45, 075-43, 075-42, 075-39, 076-44, 075-41, 076-39, 076-41, 076-42 y 076-43, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Sardina con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración Sardina.

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2027	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	0	0	648	1,193	569	1,003	2,208	2,947	45,950	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	0	1	2	1	2	4	4	81	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(km2)	Programa	0	0	0	0	0	0	0	200	800	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	0	0	0	0	0	0	0	0	494	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	0	21	28	18	21	64	48	960	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	0	65	80	50	57	195	131	1,722	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

NA. No Aplica.

ND. No Disponible

* Información que deberá presentar Pemex

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

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