



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PAPALOAPAN B

SEPTIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	10
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	14
A) UBICACIÓN.....	14
B) OBJETIVO	15
C) ALCANCE.....	15
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	15
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	19
F) INDICADORES ECONÓMICOS	20
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	21
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	22
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	24
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	25
A) ESTRATÉGICA.....	25
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	25
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	25
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	29
C) ECONÓMICA.....	30
D) AMBIENTAL.....	33
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	36
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
VIII. CONDICIONANTES.....	45
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	48
ANEXO I.....	49
ANEXO II	50

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 Evaluación del Potencial Papaloapan B.

El proyecto Evaluación del Potencial Papaloapan B es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo Integral Veracruz y cuyas inversiones están avaladas por el proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras 268, 279, 514, 794, 795, 1114, 1124, 1125, 1127, 1128, 1129, 1131, 1436, 1437, 1438, 1439, 1440, 1441, 1442, 1448 y 1449, que la SENER considera como áreas 083-57, 084-58, 079-60, 082-61, 082-62, 080-59, 080-60, 080-61, 081-60, 081-61, 081-62, 082-60, 081-57, 081-58, 081-59, 082-57, 082-58, 082-59, 083-59, 080-56 y 080-57 mediante oficio No. PEP-SRN-0232/2011, fechado el 2 de marzo del 2011 y recibido en la Secretaría el día 12 de abril del 2011.

El dictamen del proyecto Evaluación del Potencial Papaloapan B 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. 512.184-11, recibido en la CNH el 18 de abril de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la secretaría de energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:

- Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las asignaciones petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del Proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2011, 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 día 28 de junio del 2011.

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

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de Exploración***

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

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

A lo anterior, la Comisión considera imperante que PEP 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 PEP, el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B 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, PEP podrá proponer un alcance mayor del proyecto en el que se consideren la cantidad y calidad de la información geológica-geofísica y el recurso prospectivo identificado que se obtenga de este proyecto, las características de los plays, la ubicación de la infraestructura de producción, las restricciones ambientales y de seguridad industrial.

- ***Ambiental***

El Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B, en relación a las asignaciones petroleras correspondientes a las asignaciones (áreas) 080-56, 080-57, 081-57, 082-57, 083-57, 081-58, 082-58, 084-58, 080-59, 081-59, 082-59, 083-59, 079-60, 080-60, 081-60, 082-60, 080-61, 081-61, 082-61, 081-62 y 082-62 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutive S.G.P.A./DGIRA/DG/4659/10 correspondiente al “Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Proyecto Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de PEMEX Exploración y Producción”.

Asimismo las áreas 084-58, 082-59, 083-59, 082-60, 082-61 y 082-62 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutive S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”.

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

- ***Seguridad Industrial***

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B, en cuanto a la identificación de riesgos operativos, tanto para la perforación de pozos como la instalación de equipos de perforación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación

de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 75 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.

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.

Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.

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 Evaluación del Potencial Papaloapan B como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance de dicho proyecto.

1. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.

2. Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de 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.
3. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
4. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Pemex debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (sísmica, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
7. En el caso de éxito exploratorio, Pemex deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar

características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.

8. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
9. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

III. Mandato de la CNH

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

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a la *Secretaría de Energía* corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...) *“VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”*.
- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras*. Asimismo, establece que el *“Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”*.
- El artículo 15 del mismo ordenamiento ordena que las personas que realicen alguna de las actividades reguladas por dicha ley, *deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas*.
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2: *“La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera*

que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

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

- La fracción II del artículo Quinto Transitorio del RLR27 señala que en materia de asignaciones petroleras, aquéllas que no se tengan por revocadas y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría de Energía y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años, contados a partir de la fecha de entrada en vigor del Reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor. Para dicha revisión, se deberá presentar la información necesaria en los términos del RLR27, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan.

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

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

los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables.

Por su parte, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento la Ley de Pemex claramente dispone que “Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del RLR27 en los casos de los proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva, ni los proyectos que estén en fase de definición.”

- El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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

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

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

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

“

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

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

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

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

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

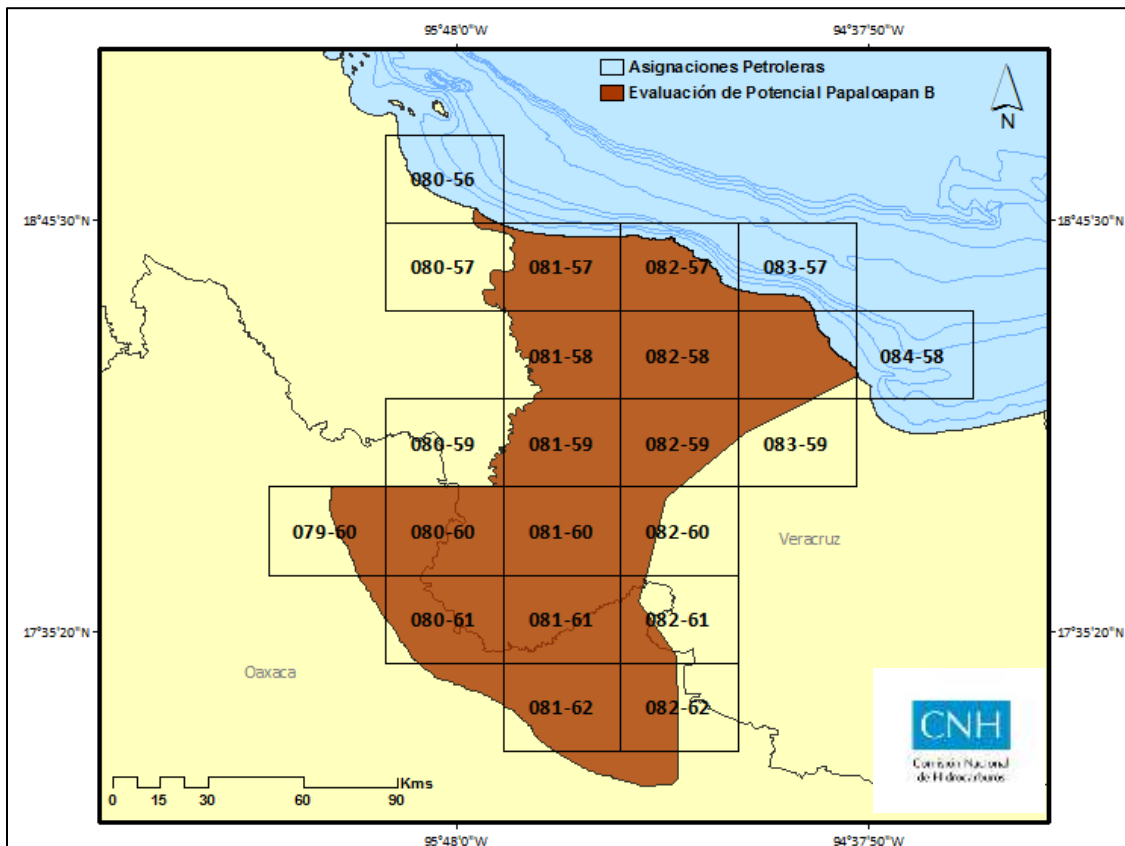
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el oficio no. 512.184-11 con fecha del el 18 de abril de 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto del que la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto Evaluación del Potencial Papaloapan B se ubica en el sureste de la República Mexicana, entre el frente de la Sierra Madre Oriental (Plataforma de Córdoba) y el Golfo de México, comprende la porción sur del estado de Veracruz y la parte noreste del estado de Oaxaca. Los principales municipios que se encuentran en el proyecto son: Juan Rodríguez Clara, Isla, Tlacotalpan, Juan Díaz Covarrubias, Sayula de Alemán, Hueyapán de Ocampo y Lerdo de Tejada, cubre una superficie de 12,805 km² (Figura 1).

Figura 1. Ubicación del proyecto Evaluación del Potencial Papaloapan B.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo del proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B es incorporar reservas de gas seco, gas húmedo y aceite, con un volumen que varía de 166 mmbpce en el percentil 10 a 379 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 252 mmbpce, en rocas de edad Terciario y Cretácico, en el periodo 2011-2036.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 120 pozos exploratorios, la realización de 24 estudios geológicos y la adquisición de 4,060 Km² de sísmica 3D, con una inversión total exploratoria de 10,179 millones de pesos.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

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

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

En este contexto, el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B debido a la etapa del proceso exploratorio que se encuentra, la similitud en características geológicas de sus objetivos y la dimensión de su área geográfica, se considera en su totalidad como una sola área prioritaria de evaluación de recursos prospectivos de gas.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B, se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Papaloapan B	120

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Proyecto	Volumen prospectivo (mmbpce)
Papaloapan B	1,243

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Papaloapan B	252

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

Alternativa 1. *Se plantea una estrategia exploratoria que permita acelerar la incorporación de recursos prospectivos, diversificando el riesgo relacionado con las localizaciones exploratorias, primero las que se encuentran ubicadas dentro de las áreas cubiertas con sísmica 3D en la porción norte del proyecto para el Neógeno-Paleógeno y posteriormente las que se encuentran localizadas dentro de la sísmica 2D y con objetivos mesozoicos. También se pretende incorporar recursos prospectivos que puedan ser detectados como potencial adicional en el extremo sur mediante el análisis de los estudios de plays del área donde se tiene programada la adquisición de sísmica 3D.*

Esta alternativa está diseñada para evaluar el potencial del proyecto en dos etapas; una en el corto plazo (2011-2015), que se enfocará en la adquisición de nueva información sísmica 3D y la perforación de 9 localizaciones con una probabilidad de éxito promedio de 35 por ciento, las cuales permitirán, en primera instancia, incorporar recursos de gas en la porción norte del proyecto y apoyar la calibración de los modelos geológicos y el sistema petrolero en esta zona, donde recientemente se han descubierto yacimientos importantes como Cauchy.

Posteriormente a partir de la información que se obtenga con los análisis post-perforación de las 9 localizaciones programadas y los estudios de integración e interpretación geológica-geofísica que se realicen con la nueva sísmica 3D, se podrán calibrar la probabilidad geológica y la volumetría de las oportunidades que están relacionadas a estos plays análogos para migrar dicha información hacia la porción sur e iniciar la segunda etapa (2024-2036) con la perforación de pozos de mayor volumen y riesgo, así como probar plays hipotéticos.

El programa de actividades contempladas en esta opción son: adquirir 4,060 km² información sísmica 3D, perforar 120 pozos exploratorios en un período de 26 años (2011-2036).

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 252 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

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

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2036
P ₁₀	2	0	0	0	0	0	0	0	166
Media	16	5	5	0	0	0	0	0	252
P ₉₀	30	13	13	0	0	0	0	0	379

Alternativa 2. Fue diseñada considerando sólo las localizaciones y oportunidades visualizadas dentro de la sísmica 2D y 3D, sin incluir el potencial adicional estimado a partir de los estudios de plays. De igual forma que la opción 1 se tienen contempladas dos etapas de actividad exploratoria, la primera en el corto plazo de 2011 a 2015 con el fin de incorporar recursos en la porción norte del proyecto, considerando las localizaciones y oportunidades de menor riesgo con objetivos principalmente en plays establecidos del Neógeno y la segunda a largo plazo a partir del año 2024, considerando la calibración de los plays establecidos a partir de los estudios de post-perforación de las 9 localizaciones que serían perforadas y los estudios geológicos-geofísicos de interpretación que se realicen con la nueva sísmica 3D adquirida, sin embargo se perforaran 12 pozos exploratorios menos que la alternativa 1 por no considerarse las localizaciones con objetivos de aceite y las del potencial adicional.

Para la opción 2, se tiene contemplado la perforación de 108 pozos exploratorios en un período de 26 años (2011-2036).

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 218 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2036
P ₁₀	2	0	0	0	0	0	0	0	150
media	16	5	5	0	0	0	0	0	218
P ₉₀	30	13	13	0	0	0	0	0	320

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 2011-2036 en el proyecto es de 10,179 millones de pesos, de los cuales 9,912 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 266 millones de pesos a 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	2011-2036
Inversión exploratoria	881	1060	929	702	866	0	0	0	10,179
Estratégica	830	1,009	879	702	866	0	0	0	9,912
Pozos ^(a)	124	138	133	0	0	0	0	0	6,003
Sísmica	702	866	741	702	866	0	0	0	3,877
Estudios	4	5	4	0	0	0	0	0	32
Operacional	51	51	51	0	0	0	0	0	266

(a) Incluye la inversión de estudios geofísicos de apoyo a la perforación de pozos exploratorios.

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2059
p ₁₀	131	36	37	23	18	14	9	7	10,626
media	349	223	184	70	57	46	39	30	13,128
p ₉₀	643	468	377	126	102	85	70	56	16,352

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2059
p ₁₀	8	21	27	21	16	12	8	6	4,605
media	64	73	77	64	52	42	33	27	5,151
p ₉₀	118	125	135	114	93	77	63	51	5,836

f) Indicadores económicos

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	mmpesos	4,394
VPN/VPI	pesos/pesos	0.65
Recursos prospectivos	mmbpce	252

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. 512.184-11, respecto de las asignaciones denominadas: 268, 279, 514, 794, 795, 1114, 1124, 1125, 1127, 1128, 1129, 1131, 1436, 1437, 1438, 1439, 1440, 1441, 1442, 1448 y 1449 , que la SENER considera como áreas 083-57, 084-58, 079-60, 082-61, 082-62, 080-59, 080-60, 080-61, 081-60, 081-61, 081-62, 082-60, 081-57, 081-58, 081-59, 082-57, 082-58, 082-59, 083-59, 080-56 y 080-57.

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

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

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

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

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

a) Suficiencia de información.

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

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

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.	
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	
Insuficiente	Comentario: Desglosar los cuadros presentados en el inciso acorde al horizonte señalado en el objetivo, no presentar la información de manera acumulada.
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	

Insuficiente	Comentario: Detallar y justificar el tipo de pruebas de formación y producción a realizar.
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, ésta identificó áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de 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 Evaluación del Potencial Papaloapan B, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

a) El proyecto requiere ser administrado de acuerdo a las mejores prácticas internacionales. Existen ejemplos con características similares de los cuales se puede adoptar la manera en la que han sido explorados para apoyar al buen desempeño de este proyecto.

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

ii. Formulación del proyecto.

a) Las actividades del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el Programa Estratégico de Gas (PEG). Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración del Programa Estratégico de Gas. Lo anterior, permite mayor transparencia tanto en el seguimiento de los proyectos como en

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

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

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

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recurso prospectivo* mmbpce
Papaloapan B	Arquimia-201	2011	0.73	0.73	10.9	8.0
Papaloapan B	Chicuco-1	2011	0.43	0.42	10.5	4.5
Papaloapan B	Yuxhi-1	2011	0.43	0.41	7.5	3.2
Papaloapan B	Luyushi-1	2012	0.32	0.26	3.9	1.2
Papaloapan B	Organico-1	2012	0.25	0.22	4.2	1.0
Papaloapan B	Rabel-1	2012	0.20	0.20	12.6	2.5
Papaloapan B	Mazoco-1	2013	0.21	0.20	7.6	1.6
Papaloapan B	Naquichy-1	2013	0.34	0.28	4.0	1.4
Papaloapan B	Pradera-1	2013	0.25	0.24	8.3	2.0
Papaloapan B	Domingo-1	2024	0.11	0.11	34.7	4.0
Papaloapan B	Ejemplar-1	2024	0.24	0.24	11.9	2.8
Papaloapan B	Fugitivo-1	2024	0.16	0.16	25.7	4.1
Papaloapan B	Gasifero-1	2024	0.23	0.23	11.0	2.5
Papaloapan B	Huayacanes-1	2024	0.29	0.28	12.1	3.5
Papaloapan B	Joval-1	2024	0.23	0.23	10.4	2.4
Papaloapan B	Michapite-1	2024	0.25	0.22	4.4	1.1
Papaloapan B	Monteadero-1	2024	0.22	0.22	20.4	4.5
Papaloapan B	Naroba-1	2024	0.22	0.22	10.5	2.3
Papaloapan B	Niobe-1	2024	0.27	0.25	7.4	2.0
Papaloapan B	Nuevaera-1	2024	0.29	0.29	13.4	3.9
Papaloapan B	Ocu-1	2024	0.26	0.25	9.1	2.4
Papaloapan B	Sebastian-1	2024	0.11	0.11	18.8	2.0
Papaloapan B	Silueta-1	2024	0.15	0.14	16.4	2.4

Papaloapan B	Solapa-1	2024	0.15	0.15	26.7	3.9
Papaloapan B	Tulapa-1	2024	0.15	0.15	26.4	4.1
Papaloapan B	Achotal-1	2025	0.24	0.23	7.4	1.8
Papaloapan B	Aviador-1	2025	0.14	0.14	8.9	1.3
Papaloapan B	Bedel-1	2025	0.26	0.26	15.3	4.0
Papaloapan B	Chiltepec-1	2025	0.20	0.20	34.6	6.8
Papaloapan B	Jilotal-1	2025	0.21	0.21	9.3	2.0
Papaloapan B	Maguial-1	2025	0.37	0.34	3.7	1.4
Papaloapan B	Marma-1	2025	0.33	0.33	15.2	5.1
Papaloapan B	Palmarilla-1	2025	0.18	0.17	12.6	2.2
Papaloapan B	Pigmalion-1	2025	0.22	0.21	14.0	3.0
Papaloapan B	Tezcatl-1	2025	0.20	0.20	20.8	4.2
Papaloapan B	Yaa-1	2025	0.32	0.29	4.8	1.5
Papaloapan B	Yectli-1	2025	0.15	0.14	19.6	2.9
Papaloapan B	Bicho-1	2026	0.18	0.18	14.4	2.6
Papaloapan B	Caudalosa-1	2026	0.26	0.25	7.4	1.9
Papaloapan B	Cautivo-1	2026	0.14	0.14	17.3	2.4
Papaloapan B	Divna-1	2026	0.30	0.29	7.4	2.2
Papaloapan B	Ezpinal-1	2026	0.18	0.16	4.6	0.8
Papaloapan B	Hatillo-101	2026	0.23	0.21	4.9	1.1
Papaloapan B	Hungaro-1	2026	0.13	0.12	6.8	0.9
Papaloapan B	Lucido-1	2026	0.23	0.23	12.0	2.8
Papaloapan B	Marintela-1	2026	0.22	0.20	5.7	1.2
Papaloapan B	Martillo-1	2026	0.16	0.16	23.5	3.7
Papaloapan B	Mejibo-1	2026	0.31	0.29	7.4	2.3
Papaloapan B	Naranjo-1	2026	0.18	0.16	4.9	0.9
Papaloapan B	Natilla-1	2026	0.21	0.18	3.5	0.7
Papaloapan B	Taiga-1	2026	0.22	0.21	9.2	2.0
Papaloapan B	Tazipa-1	2026	0.17	0.17	16.0	2.7
Papaloapan B	Tizado-1	2026	0.15	0.14	7.9	1.2
Papaloapan B	Totoloche-1	2026	0.16	0.15	5.7	0.9
Papaloapan B	PPB-OPT-1	2026	0.21	0.20	13.9	2.9
Papaloapan B	PPB-OPT-2	2026	0.20	0.20	20.2	4.0
Papaloapan B	PPB-OPT-3	2026	0.21	0.21	14.4	3.0
Papaloapan B	Zapopan-1	2026	0.16	0.14	5.2	0.8
Papaloapan B	Bisee-1	2027	0.11	0.10	8.2	0.9
Papaloapan B	Cilantro-1	2027	0.20	0.17	3.7	0.7
Papaloapan B	Corralnuevo-1	2027	0.16	0.15	7.1	1.1
Papaloapan B	Dayan-1	2027	0.18	0.15	3.9	0.7
Papaloapan B	Docena-1	2027	0.15	0.14	10.4	1.5
Papaloapan B	Megalodon-1	2027	0.23	0.20	3.5	0.8
Papaloapan B	Milpero-1	2027	0.17	0.13	3.6	0.6
Papaloapan B	Mixtan-1	2027	0.32	0.24	2.0	0.6
Papaloapan B	Ñiape-1	2027	0.15	0.14	6.6	1.0
Papaloapan B	Quetzalapa-1	2027	0.13	0.11	5.0	0.6
Papaloapan B	Saltillo-1	2027	0.18	0.16	5.0	0.9

Papaloapan B	Sicaru-1	2027	0.14	0.13	5.4	0.8
Papaloapan B	Tetontle-1	2027	0.21	0.15	2.9	0.6
Papaloapan B	Triana-1	2027	0.18	0.17	5.6	1.0
Papaloapan B	PPB-OPT-4	2027	0.17	0.17	17.9	3.1
Papaloapan B	PPB-OPT-5	2027	0.17	0.16	18.8	3.1
Papaloapan B	PPB-OPT-6	2027	0.164	0.162	19.1	3.1
Papaloapan B	Zacapezco-1	2027	0.233	0.212	4.6	1.1
Papaloapan B	Zarzal-1	2027	0.151	0.144	7.7	1.2
Papaloapan B	Apampal-1	2028	0.329	0.219	1.6	0.5
Papaloapan B	Aserradero-1	2028	0.181	0.161	4.2	0.8
Papaloapan B	Bencomo-1	2028	0.154	0.147	7.4	1.1
Papaloapan B	Biaani-1	2028	0.347	0.330	6.8	2.4
Papaloapan B	Brevadero-1	2028	0.151	0.132	3.8	0.6
Papaloapan B	Framrosal-1	2028	0.135	0.124	5.3	0.7
Papaloapan B	Guinda-1	2028	0.137	0.115	3.7	0.5
Papaloapan B	Tatahuicapa-1	2028	0.154	0.130	3.3	0.5
Papaloapan B	Tres Zapotes-1	2028	0.169	0.140	3.8	0.6
Papaloapan B	PPB-OPT-7	2028	0.159	0.157	18.6	3.0
Papaloapan B	PPB-OPT-8	2028	0.206	0.204	14.3	3.0
Papaloapan B	PPB-OPT-9	2028	0.208	0.206	14.2	3.0
Papaloapan B	Zunuc-1	2028	0.270	0.158	1.9	0.5
Papaloapan B	Bellavista-1	2029	0.150	0.140	6.4	1.0
Papaloapan B	Bosquejo-1	2029	0.211	0.206	13.3	2.8
Papaloapan B	Candelabro-1	2029	0.207	0.199	6.4	1.3
Papaloapan B	Cartera-1	2029	0.266	0.258	6.9	1.8
Papaloapan B	Chinameca-1	2029	0.138	0.137	26.8	3.7
Papaloapan B	El Treinta-1	2029	0.348	0.334	7.1	2.5
Papaloapan B	Eylpantla-1	2029	0.170	0.170	19.0	3.2
Papaloapan B	Jalahuy-1	2029	0.203	0.195	8.9	1.8
Papaloapan B	Loro Prieto-1	2029	0.183	0.170	5.6	1.0
Papaloapan B	Brentil-1	2030	0.183	0.171	5.9	1.1
Papaloapan B	Hato-1	2030	0.139	0.133	7.9	1.1
Papaloapan B	Hueyapan-1	2030	0.249	0.249	25.4	6.3
Papaloapan B	PPB-OPT-10	2030	0.202	0.194	8.9	1.8
Papaloapan B	Xadani-1	2030	0.312	0.312	9.1	2.8
Papaloapan B	Maxyapan-1	2031	0.249	0.242	10.9	2.7
Papaloapan B	Nacaxtle-1	2031	0.145	0.144	19.4	2.8
Papaloapan B	Tatami-1A	2032	0.421	0.394	6.2	2.6
Papaloapan B	Tilapan-1	2032	0.123	0.123	20.8	2.6
Papaloapan B	Chancarro-1	2033	0.206	0.188	5.6	1.2
Papaloapan B	Tinaco-1	2033	0.244	0.236	10.0	2.4
Papaloapan B	Yao-1	2033	0.299	0.287	7.8	2.3
Papaloapan B	Cuatotolapan-1	2034	0.169	0.156	6.2	1.0
Papaloapan B	Bendavua-1	2035	0.150	0.093	2.3	0.3
Papaloapan B	Clara-1	2035	0.260	0.247	7.7	2.0
Papaloapan B	Hilario-1	2035	0.144	0.139	8.6	1.2

Papaloapan B	Tamani-1	2035	0.229	0.229	7.6	1.7
Papaloapan B	Zopilote-1	2035	0.156	0.152	9.2	1.4
Papaloapan B	Los Angeles-1	2036	0.192	0.177	5.6	1.1
Papaloapan B	Ocotlan-1	2036	0.150	0.143	7.8	1.2
Papaloapan B	Quiamoloapan-1	2036	0.166	0.165	12.9	2.1

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

* Valor medio.

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que, es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D, sean integrados a los modelos 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 revisados al contar con información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo y reportar la posible actualización del proyecto a la CNH para verificar si existen modificaciones sustantivas que requieran una modificación en las asignaciones petroleras. Por lo que Pemex deberá informar a la CNH sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.

- 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 y de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.

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

c) Económica.

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

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

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

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

1. Árboles de decisión,

2. Simulaciones estocásticas tipo Monte Carlo.

3. Opciones reales

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

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	70.2	usd/barril
Precio de gas	5.3	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

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.

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 Evaluación del Potencial Papaloapan B es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEP.

<u>Indicadores económicos</u>		<u>Antes Impuestos</u>
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	4,394
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	6,726
Relación VPN/VPI =	peso/peso	0.65
Relación beneficio costo	peso/peso	1.59
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d
TIR	%	24.4

- a) Del análisis realizado, la Comisión coincide con los cálculos de Pemex y en 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, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.
- b) Se recomienda seguir detalladamente el plan de ejecución de las actividades físicas del proyecto, ya que el factor de recuperación es alto en comparación con los resultados de la BDOE; de no recuperarse el volumen total, el proyecto vería afectada su rentabilidad y, después de impuestos, podría dejar de ser rentable.
- c) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta ante cambios en las condiciones iniciales (precio de hidrocarburos, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión coincide con Pemex en que la alternativa 1 es la que debe desarrollarse.

d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, hacen referencia que para los Proyectos de Exploración son de clase III y IV para el primer año y IV y V para los siguientes, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

d) Ambiental

De la información señalada por PEP 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 Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Proyecto Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de PEMEX Exploración y Producción”.

Al respecto se destaca lo siguiente:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/4659/10 de fecha 13 de julio de 2010 y vigente hasta el año 2025, 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 Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Proyecto Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de PEMEX Exploración y Producción” y el cual avala las siguientes actividades:

- Perforación de 1,177 pozos.
- 26 prospecciones sismológicas.
- 984 obras que contemplan infraestructura de producción (estaciones de recolección de gas, estaciones de compresión, plantas endulzadoras, plantas deshidratadoras, baterías de separación, estaciones de medición y control, sistemas de inyección de agua congénita, estaciones de bombeo, complejos procesadores de gas, central de almacenamiento y bombeo, plantas de tratamiento de agua cruda, plantas de bióxido de carbono, plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros).
- 1,286 ductos, equivalentes a 15,418 kilómetros.
- 85 puentes.

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

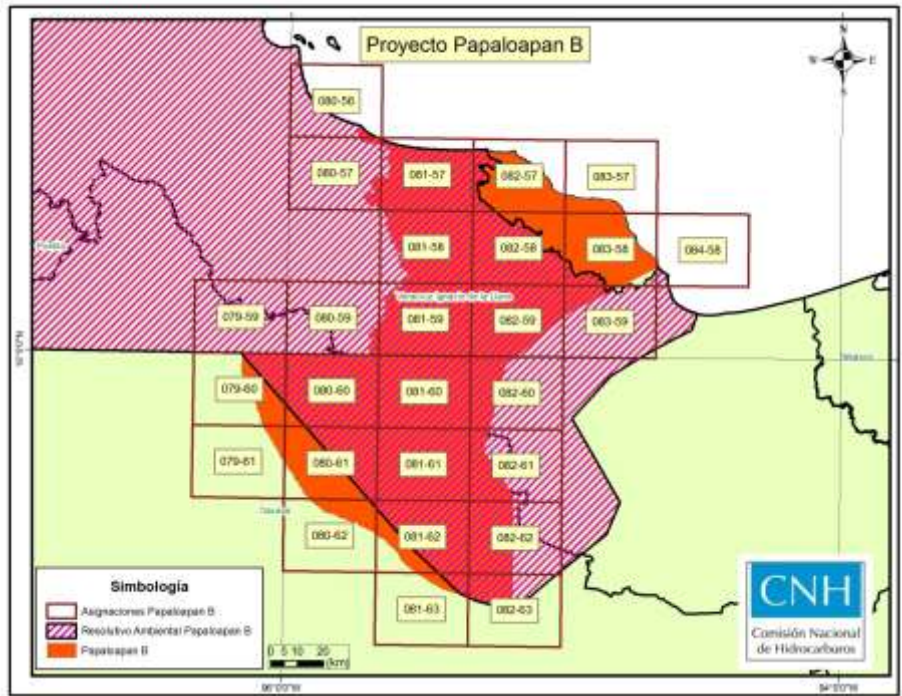
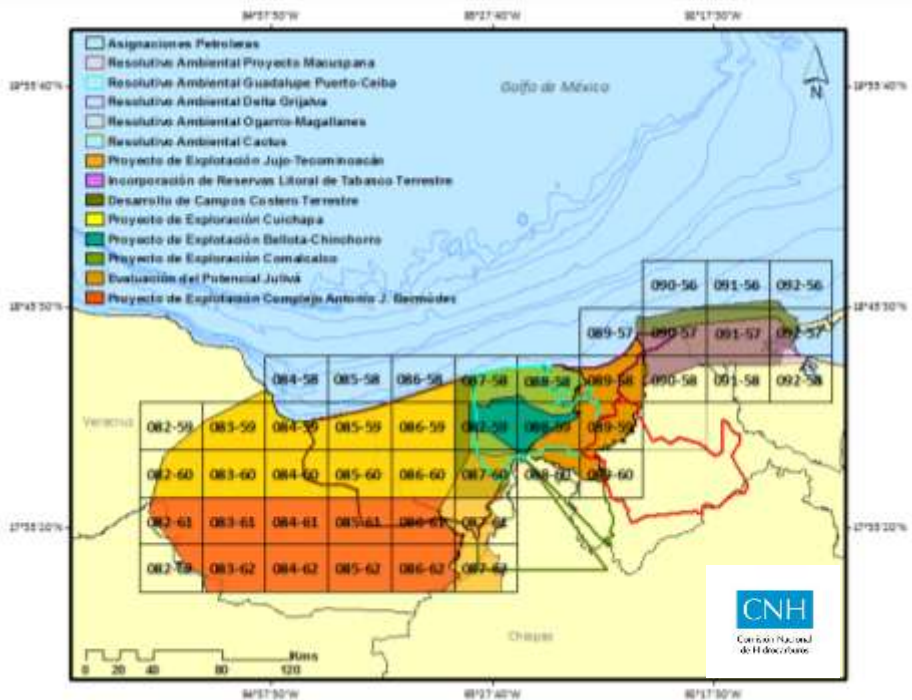


Figura 3.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur.



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 Evaluación del Potencial Papaloapan B.
- b) De acuerdo a la Figura 2 las áreas 080-56, 080-57, 081-57, 082-57, 083-57, 081-58, 082-58, 084-58, 080-59, 081-59, 082-59, 083-59, 079-60, 080-60, 081-60, 082-60, 080-61, 081-61, 082-61, 081-62 y 082-62 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutive S.G.P.A./DGIRA/DG/4659/10 correspondiente al “Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Proyecto Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de PEMEX Exploración y Producción”.

De acuerdo a la Figura 3, las áreas 084-58, 082-59, 083-59, 082-60, 082-61 y 082-62 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutive S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”.

Esta Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan las áreas del proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que PEP requiera extender o ampliar las actividades o el área total del proyecto.

- c) 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.
- d) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

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

e) Seguridad Industrial.

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

Identificación de Riesgos Operativos. Estos recaen principalmente durante las fases de desarrollo del proyecto, los más relevantes están relacionados principalmente a las actividades de adquisición de información sísmica (tales como la perforación de pozos someros y detonación de explosivos), la construcción de los caminos y localizaciones, la perforación de pozos exploratorios y la construcción de la infraestructura necesaria.

Como Pemex lo menciona, los principales riesgos son la parte correspondiente a la perforación y terminación de pozos considerando que se van a perforar 120 pozos exploratorios, la realización de 24 estudios geológicos y la adquisición de 4,060 Km² de sísmica 3D en el período 2011-2036.

Con base en lo anterior y en lo que respecta a seguridad y salud Pemex ha identificado los siguientes peligros y riesgos:

- Transporte de personal al sitio de trabajo.
- Manejo del personal de sustancias y/o materiales peligrosos.
- Contacto del personal con fauna nociva.
- Requerimiento del personal de equipo especial para el manejo de equipos y herramientas.
- Condiciones meteorológicas adversas.
- En casos extremos, la comunidad del sitio.

- Cuando en las instalaciones de Petróleos Mexicanos o de las compañías prestadoras de servicios se requiera tomar medidas de seguridad debido a las operaciones que se realizan.

También se informa que conforme se desarrollan las actividades del proyecto (preparación y selección del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono); se aplican medidas de seguridad con base en la normatividad vigente en materia de seguridad industrial y protección ambiental de Pemex Exploración y Producción, para minimizar tales riesgos y de igual forma para las compañías prestadoras de servicios.

En otro tema mencionan que para el proyecto se deben de contar con elementos como un sistema de administración del plan de higiene, seguridad y ecología, que tiene como compromiso asegurar la participación de todo el personal, tanto de Pemex como de las compañías prestadoras de servicio, y de proveer los recursos necesarios para desarrollar y mantener el plan.

Asimismo reconocen que se deberán utilizar los elementos y dispositivos de uso personal diseñados específicamente para proteger al trabajador contra accidentes y enfermedades que pudieran ser causados por las actividades citadas anteriormente; para ello se determinará el Equipo de Protección Personal (EPP) requerido en cada puesto de trabajo, de acuerdo al análisis de riesgo a los que están expuestos los trabajadores, en las actividades especiales, de rutina o de emergencia que tengan asignadas.

Dentro del programa de capacitación se impartirán cursos tales como manejo de materiales y residuos peligrosos, talleres de análisis de riesgos y sistema de permisos para trabajos con riesgo.

Evaluación de riesgos operativos. Pemex menciona que se tienen varias actividades que conllevan riesgos en su ejecución, las cuales podrían afectar el cumplimiento de las metas del proyecto.

- Los riesgos técnicos en la ejecución de este proyecto son: accidentes mecánicos, falta de precisión (inherente en la industria petrolera) de las herramientas técnicas utilizadas para la determinación de los límites del yacimiento, del contacto agua-gas, porosidad, permeabilidad, entre otros.
- La presencia de gas, zonas con agua y presiones anormales en objetivos profundos, han dificultado algunas operaciones de perforación, cementación y terminación. Esta situación ha derivado en el incremento sustancial de tiempos y costos no programados.
- La perforación deberá adecuarse a la visión de equipos de alto desempeño, para manejar el proceso bajo niveles de clase mundial, con la aplicación de la metodología VCDSE.

Pemex señala que está llevando a cabo un importante esfuerzo en camino de la seguridad industrial sin embargo en la identificación de riesgos no se describe ninguna metodología que ayude a identificar los riesgos asociados, en cuanto a la evaluación del riesgo sólo se mencionan elementos adicionales en la identificación a excepción de lo que explican de la metodología VCDSE.

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, tales como API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable adjuntando de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.
- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- e) En la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- f) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a

contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.

- g) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de plataformas intervienen externos, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.
- h) 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 Evaluación del Potencial Papaloapan B.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 268, 279, 514, 794, 795, 1114, 1124, 1125, 1127, 1128, 1129, 1131, 1436, 1437, 1438, 1439, 1440, 1441, 1442, 1448 y 1449 , que la SENER considera como áreas 083-57, 084-58, 079-60, 082-61, 082-62, 080-59, 080-60, 080-61, 081-60, 081-61, 081-62, 082-60, 081-57, 081-58, 081-59, 082-57, 082-58, 082-59, 083-59, 080-56 y 080-57, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B, 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 dar seguimiento a las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, y en caso de que se genere una modificación sustantiva deberá presentar el proyecto en términos de lo establecido en el artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

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

- 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.
- 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 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, tales como la API RP 74 y API RP 75L.

- c) Para la evaluación de los riesgos operativos, se debe tener un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificar si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, así como definir claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- d) Pemex debe atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- e) Pemex 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.
- f) El Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el Programa Estratégico de Gas (PEG). La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración del Programa Estratégico de Gas, 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 PEP; además, esto apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país y de los proyectos de explotación.
- g) En la documentación presentada, Pemex señaló que el Programa Estratégico de Gas se documentó de forma integrada, sin desagregar cada uno de los proyectos exploratorios incluidos, por lo que el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B no se encuentra detallado dentro de la documentación del PEG. Al respecto, esta Comisión recomienda que Pemex lleve un control de los cambios en las inversiones, objetivos, alcances y actividades de todos sus proyectos, en este caso el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente de 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 del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B como favorable con condicionantes con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución. 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 Evaluación del Potencial Papaloapan B, siempre y cuando el proyecto no sufra de una modificación sustantiva que obligue en el corto plazo a ser nuevamente presentado ante CNH para un nuevo dictamen, en apego a lo establecido en la Resolución CNH.06.002/09.

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

3. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
4. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Pemex debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (sísmica, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
7. En el caso de éxito exploratorio, Pemex deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.
8. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias

nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.

9. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

IX. Opinión a las asignaciones

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 268, 279, 514, 794, 795, 1114, 1124, 1125, 1127, 1128, 1129, 1131, 1436, 1437, 1438, 1439, 1440, 1441, 1442, 1448 y 1449 , que la SENER considera como áreas 083-57, 084-58, 079-60, 082-61, 082-62, 080-59, 080-60, 080-61, 081-60, 081-61, 081-62, 082-60, 081-57, 081-58, 081-59, 082-57, 082-58, 082-59, 083-59, 080-56 y 080-57, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto Evaluación del Potencial Papaloapan B.

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2036	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	881	1,060	929	702	866	0	0	0	10,179	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	3	3	3	0	0	0	0	0	120	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(km2)	Programa	750	1,750	0	700	860	0	0	0	4,060	25
	(km2)	Real										
Seguimiento												
4.- 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	2	0	0	0	0	0	0	0	166	NA
4.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	16	5	5	0	0	0	0	0	252	NA
4.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	30	13	13	0	0	0	0	0	379	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

NA. No aplica.

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.					