



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN TÉCNICO DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN CAMPECHE PONIENTE

MAYO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	9
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	15
A) UBICACIÓN.....	15
B) OBJETIVO	16
C) ALCANCE.....	16
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	16
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	24
F) INDICADORES ECONÓMICOS	25
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	27
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	28
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	30
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	31
A) ESTRATÉGICA.....	31
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	31
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	31
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	34
C) ECONÓMICA.....	35
D) AMBIENTAL.....	37
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	41
VII. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
VIII. SOLICITUDES A LA SENER	48
IX. OPINIÓN.....	50
ANEXO I.....	52
ANEXO II	53

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 Campeche Poniente.

El proyecto de exploración Campeche Poniente es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Plataforma Continental Sur, 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 247, 248, 249, 253, 254, 255, 259, 260, 1213, 1610 y 1611 que la SENER considera como áreas 088-54, 089-54, 090-54, 091-54, 087-55, 088-55, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56 y 088-56 mediante oficio No. PEP-SRMSO-009/2011, fechado el 28 de febrero de 2011 y recibido en la Secretaría el 10 de marzo de 2011.

El dictamen del proyecto de exploración Campeche Poniente fue elaborado en el marco de lo dispuesto por el artículo 12 y el régimen 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. 512.099-11 recibido en la CNH el 18 de marzo de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER mediante el cual remitió:
 - Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero de 2011; evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011, recibido en la CNH el 14 de febrero de 2011, así como con la componente ambiental de los proyectos, mediante oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 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 Campeche Poniente, se encuentra incluido dentro de la componente de exploración del proyecto Cantarell, no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo-beneficio del proyecto Cantarell elaborados por Pemex.

Derivado de 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 Campeche Poniente 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 diferente 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 Campeche Poniente, en relación con las asignaciones petroleras correspondientes, Pemex señaló que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en los proyectos ambientales “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa” y “Proyecto Kuchkabal”.

Las áreas 088-54, 089-54, 090-54, 091-54, 087-55, 088-55, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56 y 088-56 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

La CNH considera necesario que los permisos en materia de protección ambiental sean modificados ya que no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto de exploración Campeche Poniente. Adicionalmente, es recomendación de este órgano desconcentrado que Pemex incluya una tabla en su documentación que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al proyecto.

En este mismo sentido, la CNH recomienda gestionar las autorizaciones ambientales pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades, el área total del proyecto y/o la vigencia de las autorizaciones actuales.

- ***Seguridad Industrial***

Referente a la componente de seguridad industrial del proyecto de exploración Campeche Poniente, se identifica que tanto para la instalación de equipos de perforación como para la perforación y terminación 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 norma API RP 75.

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.

- ***Opinión y solicitudes a la SENER***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el proyecto de exploración Campeche Poniente como favorable. Sin detrimento de lo anterior, es la opinión de la Comisión que SENER debe considerar establecer diversos mecanismos de seguimiento específico a los proyectos, a través de programas de trabajo, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance del proyecto objeto del presente dictamen.

Para tal efecto, la Comisión emite las siguientes solicitudes a la Secretaría para que, en su caso, sean incorporadas como obligaciones en los términos y condiciones de los Títulos de Asignación respectivos:

1. La obligación para que Pemex, a través de PEP, dé seguimiento a las métricas señaladas en el Anexo I de este dictamen técnico y que entregue, a la Secretaría y a la Comisión, un reporte anual de dicho seguimiento. Lo anterior, permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de ser incluida, y por razones de economía administrativa, se sugiere que dicho reporte de métricas se presente en formato electrónico, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en que se hubieren otorgado las asignaciones petroleras respectivas.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto conforme a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de

hidrocarburos y su dictaminación, Pemex deberá obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado.

Cabe mencionar que la anterior solicitud se hace sin perjuicio de las atribuciones que directamente ejerza la Comisión en materia de seguimiento de proyectos y requerimientos de información.

2. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe 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.
3. La obligación para que Pemex, a través de PEP, presente para dictamen la nueva propuesta de desarrollo que se consense con el prestador de servicios, 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 Campeche Poniente que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual para su evaluación, exploración y/o desarrollo; lo anterior, en caso de que dicha propuesta se adecue a algún supuesto de modificación sustantiva en términos de los lineamientos correspondientes.

En este sentido, se considera necesario que Pemex coadyuve 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.

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, elabore 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.

III. Mandato de la CNH

La Comisión es un órgano desconcentrado de la Secretaría que tiene como objeto fundamental, en términos del artículo 2o. de la Ley que la creó, regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Para la consecución de su objeto, el artículo 3o. de su Ley dispone que habrá de procurar que los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos se realicen buscando elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural, en condiciones económicamente viables; la restitución de las reservas de hidrocarburos, la utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos, la protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial, y la reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su extracción.

En materia de asignaciones de área para la exploración y explotación de hidrocarburos, la Comisión se rige, entre otras, por las siguientes disposiciones:

- 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 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”.

- 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 Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, señala lo siguiente:

“Artículo 12.- En cualquier tiempo, Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios podrán solicitar una Asignación Petrolera o la modificación de una existente. A las solicitudes correspondientes deberán adjuntarse:

...

III. El dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y

...

Artículo 14.- La Secretaría, escuchando la opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y del organismo descentralizado que corresponda, podrá otorgar una Asignación Petrolera o modificar una existente para la realización de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, a fin de dar cumplimiento a la política energética del país.

...”

- 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”*.

Al respecto, 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, estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras, en los siguientes términos:

*“**TERCERO.-** Todos los contratos celebrados y las autorizaciones, permisos y demás actos jurídicos que se hayan concedido con fundamento en el reglamento de la Ley Reglamentaria que se abroga, de conformidad con el artículo transitorio anterior, se mantendrán vigentes en todo aquello que no presente una contradicción con lo establecido en las disposiciones de este ordenamiento.*

Las solicitudes de asignaciones, permisos y autorizaciones que se encuentren en trámite a la entrada en vigor del presente reglamento, se resolverán conforme a las disposiciones jurídicas vigentes al inicio del procedimiento correspondiente.

***CUARTO.-** Para los efectos del artículo transitorio anterior, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios dentro del plazo de un año contado a partir de la fecha de entrada en vigor de este reglamento, revisarán los contratos, autorizaciones, permisos y actos jurídicos antes referidos, con el objeto de modificarlos, sustituirlos o solicitar su modificación o*

sustitución, por otros que guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, si así procede.

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.”

Para dar atención al régimen transitorio mencionado, SENER, la Comisión y Pemex establecieron 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.

Por lo que esta Comisión es competente para:

- a) Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría, así como sus modificaciones sustantivas;
- b) Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas a que se refiere el artículo 5o. de dicha Ley Reglamentaria, y
- c) Revisar las asignaciones petroleras no revocadas, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones jurídicas aplicables en vigor.

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 (Resolución CNH.06.002/09), 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:*

<i>Monto de Inversión (Pesos constantes)</i>	<i>Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)</i>
<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 régimen 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 las disposiciones transitorias del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de la Resolución CNH.06.002/09 antes referida.

Con base en lo anteriormente señalado, la Comisión dictamina técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos para estar en posibilidad de emitir una opinión respecto las asignaciones de área contempladas para las actividades descritas en dicho proyecto, de manera previa a que la Secretaría modifique o en su caso, sustituya los títulos de asignaciones que correspondan.

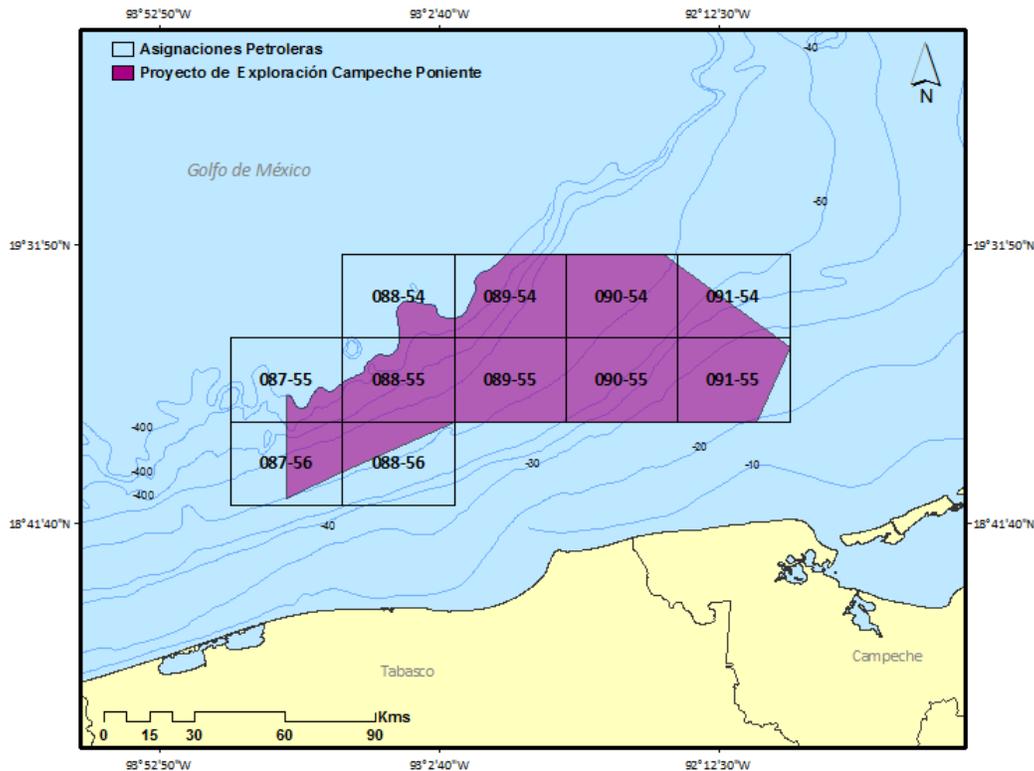
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio 512.099-11 recibido en esta Comisión el 18 de marzo de 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto de exploración Campeche Poniente se ubica en la Plataforma Continental dentro de la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México, frente al litoral centro-oriental del Estado de Tabasco y occidental del Estado de Campeche, entre las isobatas de 20 y 500 m. Cubre una superficie de 6,712 km², Figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Campeche Poniente.



b) Objetivo

El proyecto de exploración Campeche Poniente tiene como objetivo incorporar reservas de hidrocarburos con un volumen que varía de 1,152 mmbpce en el percentil 10 a 2,322 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 1,655 mmbpce, en rocas carbonatadas y dolomitizadas del Mesozoico, en el periodo 2011-2024. La inversión exploratoria total estimada es de 61,371 millones de pesos.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 52 pozos exploratorios, la realización de 57 estudios geológicos, 53 estudios geofísicos y geotécnicos y la adquisición de 3,700 km² de sísmica 3D.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, algunos proyectos exploratorios se dividieron 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 y el grado de madurez en el proceso exploratorio, así como el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.
- En los criterios operativos se consideró la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
- Para el criterio geográfico se consideró básicamente las dimensiones del área del proyecto

Con base a lo anterior, se han identificado, evaluado y jerarquizado tres áreas donde pueden existir los elementos del sistema petrolero necesarios para la acumulación y preservación de los

hidrocarburos (roca generadora, rocas almacenadoras, trampas, rocas sello, migración y sincronía).

Estas áreas se han identificado como Abkatún Pol Chuc, Alak y Bolol, siendo la primera prioritaria dado su cercanía a las instalaciones de explotación del Activo Integral Abkatún Pol Chuc, Figura 2.

Figura 2. División de áreas del proyecto de exploración Campeche Poniente.



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

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Abkatún Pol Chuc (APC)	25
Alak	5
Bolol	22
Total	52

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

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo, valor medio.

Área del proyecto	Volumen prospectivo (mmbpce)
Abkatún Pol Chuc (APC)	1,583
Alak	510
Bolol	2,614
Total	4,707

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Abkatún Pol Chuc (APC)	755
Alak	224
Bolol	676
Total	1,655

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 considera en el corto plazo la perforación de 13 pozos exploratorios; 9 de los cuales, se ubican en el área prioritaria Abkatún-Pol-Chuc, 2 en el área Alak y 2 en el área Bolol.*

Los 9 pozos a perforar en el área Abkatún Pol Chuc en el periodo 2011-2014, se localizan principalmente en su porción central y occidental, en tirantes de agua entre 40 y 80 m. Su objetivo es encontrar yacimientos de aceite ligero en los plays de brechas calcáreas de edad Cretácico Superior hacia la porción noroccidental del área; carbonatos fracturados de edad Cretácico Medio – Cretácico Inferior distribuidos en toda el área; así como posibles bancos oolíticos y dolomías de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano. Para el play Jurásico Superior

Oxfordiano se pretende encontrar yacimientos rentables en secuencias de arenas y areniscas de distribución errática dentro del área, depositadas en un ambiente de dunas y playa.

Los 2 pozos a perforar en el área de Alak en 2012-2013, se localizan hacia su porción norte en tirantes de agua mayores a 200 m. Su objetivo es encontrar yacimientos de aceite pesado en los plays de carbonatos fracturados de edad Cretácico Medio–Cretácico Inferior, bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, así como carbonatos y areniscas de edad Jurásico Superior Oxfordiano. La perforación de estos pozos es relevante para fortalecer el valor económico del área de aceite pesado descubierta por los pozos Alak-1, Kach-1 y Kastelan-1, que en conjunto vendrían a representar en el mediano plazo un posible polo de desarrollo.

Adicionalmente, los 2 pozos a perforar en el área Bolol en el periodo 2012-2014, también se localizan en tirantes de agua mayores a 200 m, su objetivo es encontrar yacimientos de aceite ligero a pesado en los plays de carbonatos fracturados de edad Cretácico Medio–Cretácico Inferior y en los bancos oolíticos de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano. La información obtenida de estos pozos permitirá una definición más precisa de los modelos geológicos del área, la cual se caracteriza por ser la de mayor incertidumbre del proyecto, debido a una alta complejidad estructural derivado de una intensa tectónica salina, que además de afectar los elementos del sistema petrolero, limita la obtención de información sísmica de calidad.

En el corto plazo y como complemento a la actividad de perforación de pozos indicada en cada área, se continuarán los procesados especiales de la información sísmica con la finalidad de actualizar los estudios exploratorios de plays, fracturamiento y diagénesis; en particular dentro del área Abkatún-Pol-Chuc, con objeto de documentar el potencial remanente y aprovechar la infraestructura de explotación existente para optimizar las inversiones.

En el mediano plazo, correspondiente al período 2015-2018, se tiene programado incrementar el ritmo de perforación e incorporación de reservas en el proyecto, considerándose un total de 19 pozos exploratorios.

En el área Abkatún-Pol-Chuc, durante este período aún se mantiene actividad importante con la perforación de 8 pozos localizados principalmente hacia su porción central y oriental, mediante lo cual se pretende aprovechar las instalaciones de producción existentes en esta zona.

Adicionalmente, se tiene considerado un incremento importante de perforación en el área Bolol con 9 pozos exploratorios; con los cuales, se espera descubrir nuevos campos en la porción más compleja del proyecto. Lo anterior, se apoya en un mejor conocimiento de esta zona que se obtendrá, producto de la perforación exploratoria y de la nueva adquisición sísmica de alta resolución (Wide Azimuth) programada para el año 2015.

Por otra parte, en el área Alak se tiene considerado perforar 2 pozos ubicados hacia su porción oriental, pretendiendo encontrar yacimientos de edad Mesozoico por debajo de la falla contra-regional de la Cuenca de Comalcalco, donde se espera que las condiciones de fracturamiento y calidad de hidrocarburos, sean más favorables respecto a las presentes en los campos de aceite pesado Alak, Kach y Kastelan ubicados al occidente de esta área.

En el largo plazo, comprendido en el período 2019-2024, se tiene programado mantener el ritmo de perforación e incorporación de reservas en el proyecto, considerándose un total de 20 pozos exploratorios. De este total, 11 se tienen considerados en el área Bolol, la cual para entonces representaría el área prioritaria del proyecto en términos de incorporación de reservas mediante el descubrimiento de nuevos campos. Para el área Abkatún-Pol-Chuc, se pretende tener nuevos descubrimientos del potencial remanente mediante la perforación de 8 pozos; mientras que en el área Alak se considera perforar un pozo que vendría a conformar el potencial de aceite con los descubrimientos previos.

Paralelamente a la perforación de pozos exploratorios en cada área del proyecto, se continuará con la realización de estudios exploratorios y de adquisición de información aplicando nuevas tecnologías.

Para el periodo 2011-2024 de la alternativa 1, se considera perforar 52 pozos exploratorios, incluyendo 1 pozo delimitador (Tumut-1DL) y se incorporará un recurso medio con riesgo de 1,655 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 61,371 millones de pesos, de los cuales 59,381 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,990 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 212,994 millones de pesos con un índice de utilidad de 2.69 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 1,655 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2024
P ₁₀	10	57	47	13	74	84	0	0	1,152
media	63	170	193	108	260	220	103	69	1,655
P ₉₀	120	298	389	264	515	399	223	158	2,322

Alternativa 2. En esta alternativa la estrategia a corto plazo da prioridad a los objetivos más profundos y al descubrimiento de yacimientos en arenas del Jurásico Superior Oxfordiano principalmente en el área de Alak. Las trampas que se esperan encontrar son de tipo estructural, formadas a partir de esfuerzos tectónicos compresivos y que como consecuencia producen bloques expulsados (tectónica salina). Los tirantes de agua varían de 200 a 500 m. La sísmica 3D que se tiene disponible es inadecuada para estas profundidades ya que son zonas que están afectadas por la presencia de múltiples fallas.

En el periodo 2011-2014, en el área de Alak, se tiene considerado perforar 3 pozos que se localizan hacia su porción noreste en tirantes de agua mayores a 200 m. Su objetivo es encontrar yacimientos de aceite pesado en los plays de carbonatos fracturados de edad Cretácico Medio–Cretácico Inferior, bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, así como carbonatos y

areniscas de edad Jurásico Superior Oxfordiano; con los cuales se pretende incrementar el volumen de recursos de aceite pesado descubierto por los pozos Alak-1, Kach-1 y Kastelan-1 y generar un nuevo polo de desarrollo.

En este mismo periodo se van a perforar también 2 pozos en el área Bolol, en tirantes de agua mayores a 200 m, cuyo objetivo es encontrar yacimientos de aceite ligero a pesado en los plays de carbonatos fracturados de edad Cretácico Medio–Cretácico Inferior y en los bancos oolíticos de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano. Cabe mencionar que la información obtenida mediante la perforación de dichos pozos permitirá actualizar los modelos geológicos del área, caracterizados por una alta complejidad que genera incertidumbre en la estimación del riesgo de los elementos del sistema petrolero.

Los pozos exploratorios programados de 2011 a 2014 en el área Abkatún-Pol-Chuc, se localizan principalmente en su porción central y occidental, en tirantes de agua entre 40 y 80 m, su objetivo es encontrar yacimientos de aceite ligero en los plays de brechas calcáreas de edad Cretácico Superior hacia la porción noroccidental del área; carbonatos fracturados de edad Cretácico Medio-Cretácico Inferior distribuidos en toda el área; así como bancos oolíticos y dolomías de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano. Para el play Jurásico Superior Oxfordiano se pretende perforar dos pozos en búsqueda de yacimientos rentables en secuencias de arenas y areniscas análogas a las descubiertas en los campos Ek, Balam y Lum de la Región Marina Noreste.

Desde el punto de vista de los estudios exploratorios y paralelamente a la perforación de pozos, dentro del corto plazo se tienen considerados procesados especiales de la información sísmica estudios de plays, fracturamiento y diagénesis; en particular dentro del sector Abkatún-Pol-Chuc, con objeto de documentar el potencial remanente y apoyar su explotación aprovechando la infraestructura de explotación existente para optimizar las inversiones.

En el mediano plazo, comprendido en el período 2015-2018, se tiene programado incrementar el ritmo de perforación e incorporación de reservas en el proyecto, considerándose un total de 18 pozos exploratorios.

En este periodo, se incrementa considerablemente la actividad de perforación en el área de Bolol con 10 pozos exploratorios; con los cuales se pretende descubrir nuevos campos en el área más compleja del proyecto, gracias al mejor conocimiento de la misma producto de la perforación exploratoria previa y de nueva sísmica de alta resolución adquirida con el método Wide azimuth, programada para adquirirse en el año 2015. Por otra parte, en el área Alak se tiene programada la perforación de 2 pozos ubicados en su porción oriental, pretendiendo encontrar yacimientos de edad Mesozoica por debajo de la falla contra-regional de la Cuenca de Comalcalco, esperando mejores condiciones de fracturamiento y calidad de hidrocarburos respecto a los campos actualmente descubiertos en esta área.

En el área Abkatún-Pol-Chuc, durante este período se mantiene una actividad de perforación moderada, considerando 6 pozos distribuidos en toda el área, con tirantes de agua que varía de 20 a 80 m y en búsqueda de aceite ligero.

Como actividades adicionales, se tiene considerado la realización de estudios exploratorios aplicando metodologías y técnicas de interpretación avanzadas, así como la adquisición de información sísmica aplicando nuevas tecnologías.

En el largo plazo (2019-2024), la mayor actividad de perforación exploratoria se sigue concentrando en el área Bolol, donde se tiene programada la perforación de 9 pozos, buscando fortalecer los polos de desarrollo generados a partir de los descubrimientos previos. En lo que respecta al área Alak, únicamente se considera perforar un pozo que vendría a complementar el volumen de recursos de los descubrimientos previos.

Para el área de Abkatún-Pol-Chuc, se contempla la perforación de 5 pozos exploratorios, con los cuales se pretende incorporar las reservas remanentes de esa área, optimizando al máximo posible el uso de la infraestructura de explotación actualmente existente.

En resumen, para el período 2011-2024 de la alternativa 2, se contempla la perforación de 47 pozos exploratorios y evaluar un recurso medio de 1,529 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 57,497 millones de pesos, de los cuales 55,507 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,990 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 182,023 millones de pesos con un índice de utilidad de 2.34 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a incorporar con riesgo asciende a 1,529 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2024
P ₁₀	10	57	47	62	51	26	17	0	1,054
media	63	170	193	192	224	150	104	106	1,529
P ₉₀	120	298	389	376	457	331	213	253	2,152

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

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

La inversión para el horizonte 2011-2024 en el proyecto es de 61,371 millones de pesos, de los cuales 59,381 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,990 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	2011-2024
Inversión exploratoria	1,179	4,427	4,923	4,161	6,478	7,107	3,736	5,263	61,371
Estratégica	1,078	4,268	4,666	3,942	6,280	6,952	3,632	5,125	59,381
Pozos*	1,010	3,895	4,347	3,620	5,639	6,661	3,243	4,987	55,873
Sísmica	29	268	188	99	421	132	262	41	1,936
Estudios	39	105	131	223	220	158	127	98	1,572
Operacional	101	159	256	219	198	155	104	138	1,990

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

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	1,281	4,024	5,285	8,102	7,856	123,074
media	0	0	11	2,359	6,998	9,881	13,844	14,223	143,254
P ₉₀	0	0	14	3,362	9,588	14,794	20,639	21,233	168,556

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	0	156	472	841	1,306	44,290
media	0	0	0	52	285	775	1,380	1,982	47,913
P ₉₀	0	0	0	94	451	1,089	1,982	2,776	52,844

f) Indicadores económicos

La evaluación del proyecto de exploración Campeche Poniente, 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	212,994
VPN/VPI	pesos/pesos	2.69
Recursos prospectivos	mmbpce	1,655

V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto se emite en términos de la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y atendiendo al régimen transitorio del RLR27.

Adicionalmente, el presente dictamen se emite como resultado de 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.

Acto seguido, 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. 512.099/11, respecto de las asignaciones identificadas con los números: 247, 248, 249, 253, 254, 255, 259, 260, 1213, 1610 y 1611 que la SENER considera como áreas 088-54, 089-54, 090-54, 091-54, 087-55, 088-55, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56 y 088-56.

Recibida la solicitud, la CNH verifica que la documentación entregada contenga 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.

En caso de que no se hubiere remitido la documentación completa, la Comisión puede requerir a Pemex a través de la Secretaría información faltante, además de aclaraciones sobre la misma, a efecto de continuar con los trabajos del dictamen y emisión de la opinión respectiva.

Para efectos de la revisión de las asignaciones petroleras en términos del régimen transitorio del RLR27, la CNH elabora el dictamen técnico sobre el proyecto que corresponda y emite la opinión sobre las asignaciones petroleras asociadas a ese proyecto, dentro del mismo documento, partiendo del supuesto de que la información del proyecto es coincidente con la relativa a las asignaciones petroleras cuya modificación ocurre en el mismo momento en que se emite el dictamen.

Conforme se establece en la Resolución CNH.09.001/10, las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento antes descrito, podrán ser: Favorables, Favorables con Condicionantes o No Favorables.

a) Suficiencia de información.

En términos del procedimiento antes descrito, esta Comisión revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto proporcionada por PEP, a través de la SENER, así como la información faltante requerida por esta Comisión, concluyendo que existía suficiencia de 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 en la totalidad del horizonte, no acumular.
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.

Del análisis de fondo a la información del proyecto, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia 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 entre sí en cuanto a objetivos, montos de inversión, metas de evaluación del potencial e incorporación de reservas y alcance, a efecto de que permita análisis congruentes respecto de la misma.

VI. Evaluación de la factibilidad

En este apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto de exploración Campeche Poniente, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.
- 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 Exploratorio Campeche Poniente están documentadas ante la SHCP como un proyecto avalado por el Proyecto de Explotación Cantarell. Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración del proyecto Cantarell. Lo anterior, reducirá carga financiera al Proyecto Cantarell permitiendo mayor transparencia tanto en el seguimiento de los proyectos como en el análisis del portafolio

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

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 de las primeras localizaciones 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
APC	Och-301	2011	0.71	0.71	89	63
Bolol	Ayin-3DL	2012	0.49	0.49	95	47
Alak	Baxale-1	2012	0.51	0.51	140	71
APC	Kax-201	2012	0.65	0.65	81	52
Alak	Alak-101	2013	0.45	0.45	187	84
APC	Esah-1	2013	0.25	0.25	97	24
APC	Pipik-1	2013	0.69	0.69	72	50
APC	Taratunich-3001	2013	0.48	0.45	31	15
APC	Yaaj-1	2013	0.24	0.24	84	20
Bolol	Maskab-1	2014	0.26	0.26	201	53
APC	Susulki-1	2014	0.32	0.32	87	28
APC	Tach-1	2014	0.56	0.56	47	27
APC	Tumut-1DL ^(a)	2014				
Alak	Betun-1	2015	0.41	0.41	59	24
APC	Cheek-1	2015	0.86	0.84	60	51
Bolol	Hak-1	2015	0.27	0.27	193	52
Bolol	Ken-1	2015	0.53	0.53	210	112
Alak	Lomtok-1	2015	0.32	0.32	64	20

Bolol	Esel-1	2016	0.26	0.26	154	41
Bolol	Ethul-1	2016	0.26	0.26	125	32
Bolol	Hokob-1	2016	0.24	0.24	129	31
APC	Kay-1001	2016	0.56	0.56	67	38
APC	Taratunich-2001	2016	0.53	0.51	29	16
APC	CP_OPT-9	2016	0.71	0.71	89	63
APC	Abkatún-2001	2017	0.55	0.54	49	27
APC	Caan-1001	2017	0.31	0.30	83	25
Bolol	Tsek-1	2017	0.26	0.26	97	25
APC	CP_OPT-2	2017	0.30	0.30	84	25
Bolol	Halab-1	2018	0.23	0.23	79	18
Bolol	Kabal-1	2018	0.19	0.19	115	22
Bolol	CP_OPT-18	2018	0.28	0.27	58	16
APC	Yut-1	2018	0.62	0.58	21	13
Bolol	Bal-1	2019	0.23	0.23	92	21
APC	Benaky-1	2019	0.52	0.51	47	24
APC	CP_OPT-15	2019	0.32	0.32	78	25
APC	Keb-1	2020	0.26	0.26	48	12
Bolol	Tumul-1	2020	0.04	0.04	139	6
APC	CP_OPT-3	2020	0.90	0.89	58	52
APC	CP_OPT-12	2020	0.28	0.28	87	24
Alak	CP_OPT-1	2021	0.41	0.41	60	24
Bolol	CP_OPT-4	2021	0.25	0.25	153	38
APC	CP_OPT-7	2021	0.69	0.69	51	35
Bolol	CP_OPT-8	2021	0.23	0.23	93	22
APC	CP_OPT-10	2021	0.33	0.33	85	28
Bolol	Hobol-1	2022	0.09	0.09	181	16
APC	CP_OPT-11	2022	0.26	0.26	58	15
Bolol	CP_OPT-13	2022	0.26	0.25	62	16
Bolol	CP_OPT-17	2022	0.26	0.25	63	17
Bolol	CP_OPT-6	2023	0.23	0.22	127	29
Bolol	CP_OPT-16	2023	0.23	0.22	95	22
Bolol	CP_OPT-5	2024	0.30	0.29	65	20
Bolol	CP_OPT-14	2024	0.25	0.24	87	22

* Valor medio.

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

(a) Pozo delimitador que no incorpora reservas.

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

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

explotación, que considere los diferentes procesos de recuperación, y así maximizar el valor económico del proyecto.

c) Económica.

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

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

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

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

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

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

¹ El método Monte Carlo asume distintas funciones de probabilidad para estimar cada uno de los parámetros; los árboles de decisión asignan probabilidades a la toma de decisiones; y, las opciones reales, plantean el valor del proyecto a través de una ecuación diferencial.

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:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	71.6	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 Campeche Poniente 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	212,994
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	79,195
Relación VPN/VPI =	peso/peso	2.69

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, en consistencia con los resultados que presenta Pemex a su análisis de alternativas. Esta alternativa presenta el mejor VPN antes y después de impuestos y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- b) El análisis de sensibilidad revela que 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) Existen diferencias importantes en montos de inversión, gasto operativo, perfiles de producción y recuperación de reservas en la información que envía PEP para proyectos y la que presenta en la BDOE. Si bien PEP alerta en su documento que se debe ser cauteloso en las comparaciones, las divergencias son notables. Debido a lo anterior, es conveniente que PEP explique detalladamente dónde radica el origen de dichas diferencias.
- 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; IV y V para los siguientes. Por lo anterior, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

d) Ambiental

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en dos diferentes proyectos ambientales:

1. Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa.
2. Proyecto Kuchkabal.

Al respecto, destaca lo siguiente:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 de fecha 23 de marzo de 2004, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT, autoriza de manera condicionada la realización del “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa” por un periodo de 13 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y permite la perforación de 72 localizaciones exploratorias y 72 localizaciones delimitadores.
- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 de fecha 17 de enero de 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Kuchkabal” por un periodo de 15 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y el cual avala la perforación de 225 pozos exploratorios y 60 delimitadores en la Zona Exclusiva del Golfo de México, frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz.

La Figura 3 muestra la ubicación de la poligonal del proyecto y las asignaciones solicitadas por Pemex para el proyecto de exploración Campeche Poniente; la Figura 4 muestra la ubicación de la poligonal del proyecto, la poligonal ambiental y las asignaciones petroleras del proyecto de exploración Campeche Poniente. La Figura 5 muestra el área de impacto ambiental autorizadas en el proyecto (Kuchkabal) para la perforación de pozos exploratorios.

Figura 3. Ubicación de la poligonal del proyecto y las asignaciones solicitadas por Pemex para el proyecto de exploración Campeche Poniente.

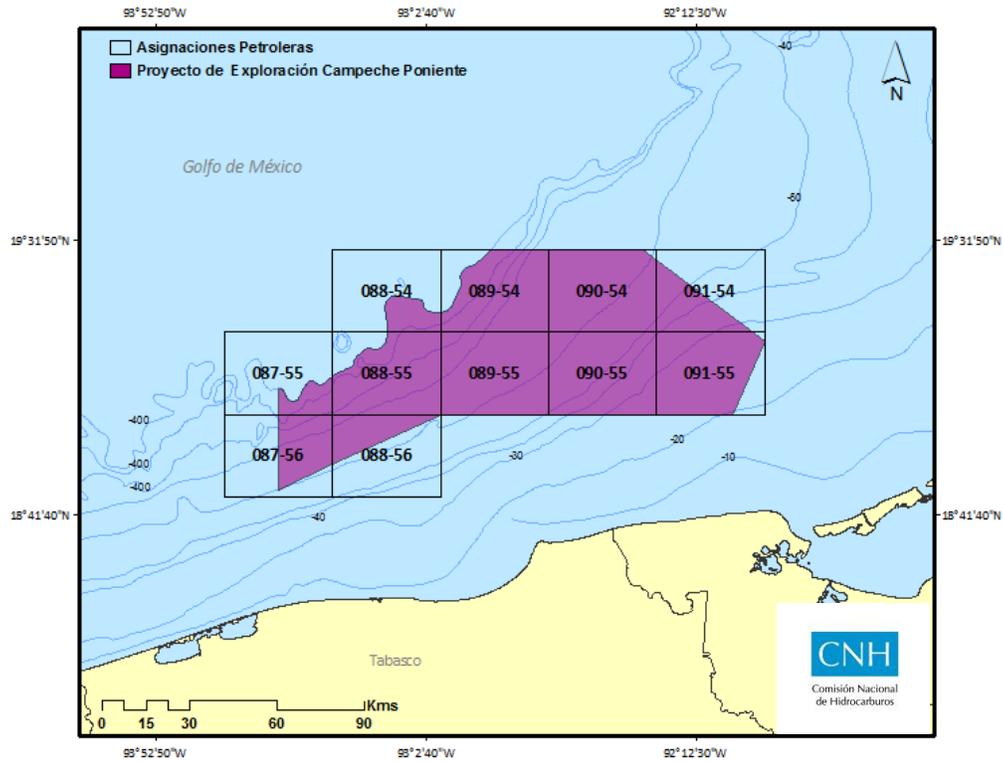


Figura 4. Ubicación de la poligonal del proyecto, la poligonal ambiental y las asignaciones petroleras del proyecto de exploración Campeche Poniente.

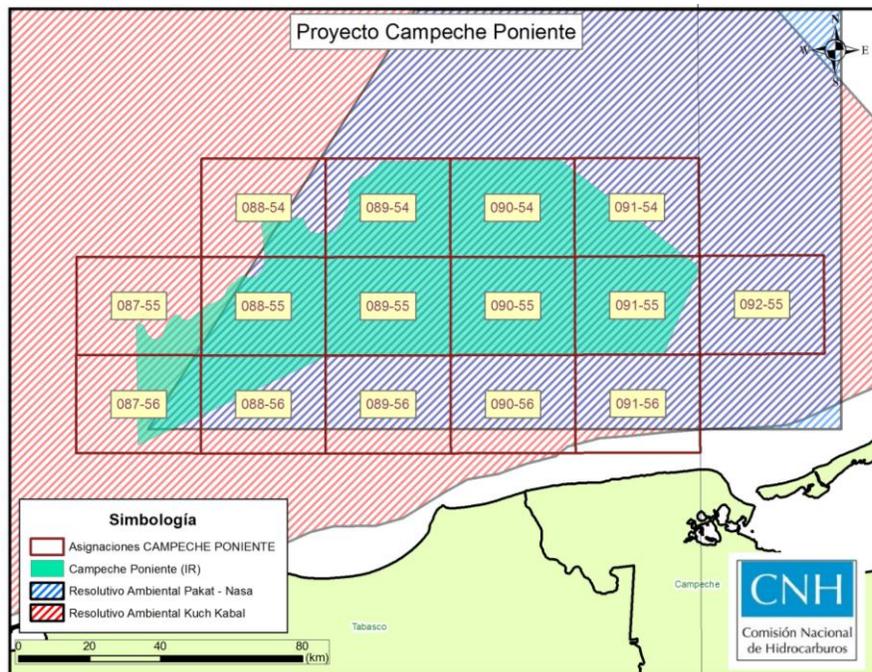
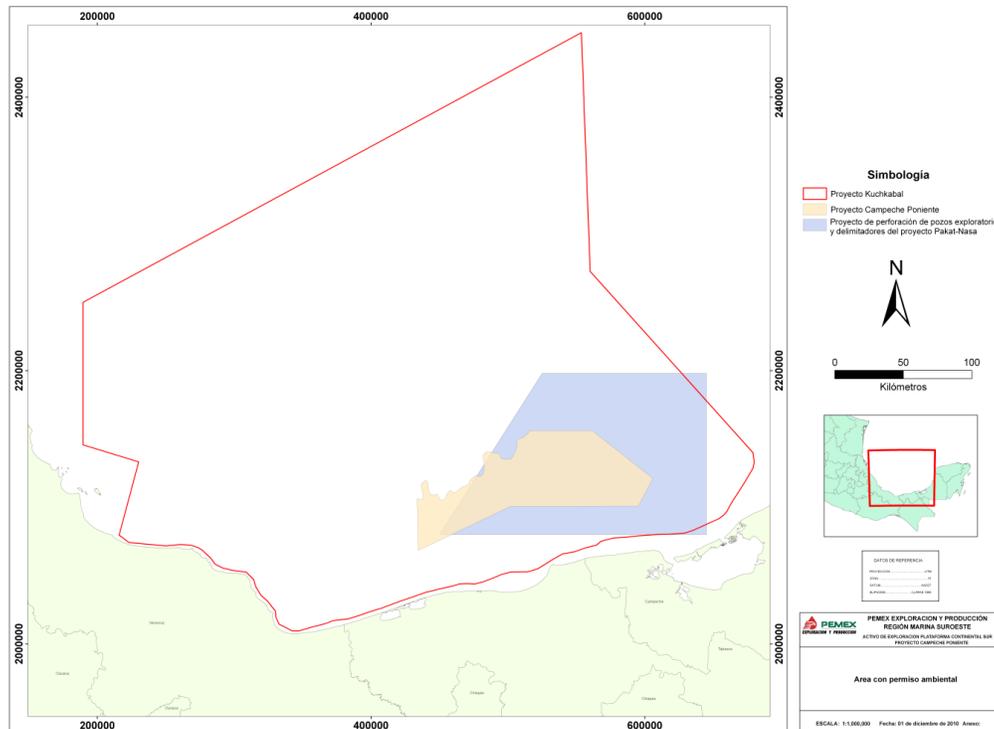


Figura 5. Área de impacto ambiental autorizadas en el proyecto (Kuchkabal) para la perforación de pozos exploratorios.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- De acuerdo a las Figuras 3 y 4, las áreas 088-54, 089-54, 090-54, 091-54, 087-55, 088-55, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56 y 088-56 cuentan con autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex.

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones ambientales pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades, el área total del proyecto y/o la vigencia de las autorizaciones actuales.

- Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión las actividades del proyecto de exploración Campeche

Poniente, 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 Campeche Poniente.

- c) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas de las poligonales ambientales 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, se concluye que el proyecto de exploración Campeche Poniente 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).

e) Seguridad Industrial.

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

Identificación de Riesgos Operativos.

Los riesgos operativos, recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a problemas mecánicos imprevistos durante la perforación y terminación, que incrementan los tiempos y los costos de los pozos.

Los principales factores que contribuyen al alto riesgo en las operaciones durante la perforación de pozos exploratorios son:

- Fallas geológicas.
- La profundidad de los pozos exploratorios, que oscila entre 4,100 y 7,000 m, 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 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.

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

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales, al igual que el personal de Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- b) Resulta importante que Pemex cuente con un proceso bien definido que identifique los riesgos bajo una metodología apegada a las mejores prácticas y estándares internacionales para asegurar la eficiencia y efectividad de la misma, por lo que esta Comisión recomienda que Pemex implemente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de administración de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la norma API RP 75.
- c) 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.
- 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 y toma de información, 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, 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 para contingencias, con planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros que se pudieran presentar por el desarrollo de las actividades mencionadas del proyecto.

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

VII. Observaciones y recomendaciones

De la información que fue remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó el análisis sobre el proyecto, respecto del cual se destacan los siguientes elementos que se plasman en forma de observaciones y recomendaciones que podrán ser tomadas en consideración por la Secretaría de Energía para facilitar el adecuado seguimiento de los proyectos ejecutados en las asignaciones de área que otorgue, y/o ser atendidos por PEP para el buen desempeño y mejora del proyecto:

- a) Se sugiere a la SENER que otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- b) Se recomienda que la SENER requiera que Pemex solicite los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que sea sometido al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- c) Es necesario que Pemex y/o PEP, implementen sistemas de información que permitan a la Comisión, la SENER y demás autoridades competentes, acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- d) La identificación y la evaluación de riesgos operativos presentados en la información del proyecto, debe complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional.

Lo anterior, en virtud de que 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 instalación de equipos como para la perforación de pozos 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, tal como la norma API RP 75.

- e) Para la evaluación de los riesgos operativos, Pemex 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 o baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- f) Toda vez que el proyecto de exploración Campeche Poniente, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto Cantarell es conveniente que se desagregue del mismo, a efecto de reducir la carga financiera de dicho proyecto y dar mayor transparencia tanto al seguimiento de los proyectos como al análisis del portafolio de inversiones de Pemex; lo cual apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país.
- g) En este sentido, el proyecto Cantarell ha sido documentado de forma integrada, sin desagregar los elementos de cada uno de los proyectos incluidos, por lo que el proyecto de exploración Campeche Poniente no se encuentra detallado dentro de la documentación del proyecto Cantarell. Por tal motivo, 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 Campeche Poniente. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente del proyecto en que se documente.
- h) Se deberán 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.
- i) Pemex, a través de PEP, debe proporcionar de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar el

avance trimestralmente. Además se deberá informar 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.

- j) Que Pemex, a través de PEP informe 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 se sugiere utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
- k) Que Pemex, a través de PEP, envíe copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
- l) Que en el caso de éxito exploratorio, Pemex, a través de PEP, presente 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.
- m) Que Pemex, a través de PEP, presente 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, que presente 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.

VIII. Solicitudes a la SENER

Es la opinión de la Comisión que la SENER debe considerar establecer diversos mecanismos de seguimiento específico a los proyectos, a través de programas de trabajo, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance del proyecto objeto del presente dictamen.

Para tal efecto, la Comisión emite las siguientes solicitudes a la Secretaría para que, en su caso, sean incorporadas como obligaciones en los términos y condiciones de los Títulos de Asignación respectivos:

1. La obligación para que Pemex, a través de PEP, dé seguimiento a las métricas señaladas en el Anexo I de este dictamen técnico y que entregue, a la Secretaría y a la Comisión, un reporte anual de dicho seguimiento. Lo anterior, permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de ser incluida, y por razones de economía administrativa, se sugiere que dicho reporte de métricas se presente en formato electrónico, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en que se hubieren otorgado las asignaciones petroleras respectivas.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto conforme a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, Pemex deberá obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado.

Cabe mencionar que la anterior solicitud se hace sin perjuicio de las atribuciones que directamente ejerza la Comisión en materia de seguimiento de proyectos y requerimientos de información.

2. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe 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.

3. La obligación para que Pemex, a través de PEP, presente para dictamen la nueva propuesta de desarrollo que se consense con el prestador de servicios, 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 Campeche Poniente que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual para su evaluación, exploración y/o desarrollo; lo anterior, en caso de que dicha propuesta se adecue a algún supuesto de modificación sustantiva en términos de los lineamientos correspondientes.

En este sentido, se considera necesario que Pemex coadyuve 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.

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, elabore 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.

IX. Opinión

Para los efectos administrativos a que tenga lugar en términos de la fracción XV, del artículo 4o. de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en relación con la fracción VIII, del artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el presente dictamen y opinión se emite en sentido Favorable.

Sin detrimento de lo anterior, la Comisión hace del conocimiento de la SENER, las observaciones, recomendaciones y solicitudes referidas en los capítulos anteriores, para que en su caso, sean incorporadas como obligaciones en los Términos y Condiciones de los Títulos de asignación respectivos. Lo anterior, derivado del análisis de los elementos relevantes del proyecto y que esta Comisión considera deben tener un seguimiento específico a través de programas de trabajo.

Para la emisión de la 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 información adicional a la que este órgano desconcentrado tuvo acceso, a través de solicitudes.

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 las observaciones 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 en relación con el proyecto de exploración Campeche Poniente.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 247, 248, 249, 253, 254, 255, 259,

260, 1213, 1610 y 1611 que la SENER considera como áreas 088-54, 089-54, 090-54, 091-54, 087-55, 088-55, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56 y 088-56, la cual se limita a las actividades relacionadas con el proyecto de exploración Campeche Poniente con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del proyecto de exploración Campeche Poniente.

Proyecto de Exploración Campeche Poniente

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2024	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	1,179	4,427	4,923	4,161	6,478	7,107	3,736	5,263	61,371	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	1	3	5	4	5	6	4	4	52	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(km2)	Programa	0	1,000	0	0	1,200	0	0	0	3,700	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	10	57	47	13	74	84	0	0	1,152	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	63	170	193	108	260	220	103	69	1,655	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	120	298	389	264	515	399	223	158	2,322	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

NA. No aplica.

* Información que deberá presentar Pemex

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

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