



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



**GOBIERNO  
FEDERAL**

# **DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN EVALUACIÓN DEL POTENCIAL CAMPECHE PONIENTE TERCIARIO**

**MARZO 2012**

<b>CONTENIDO</b> .....	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
<b>II. RESUMEN DEL DICTAMEN</b> .....	<b>5</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH</b> .....	<b>6</b>
<b>IV. RESUMEN DEL PROYECTO</b> .....	<b>11</b>
A) UBICACIÓN. ....	11
B) OBJETIVO. ....	12
C) ALCANCE. ....	12
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	12
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	18
F) INDICADORES ECONÓMICOS .....	19
<b>V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN</b> .....	<b>20</b>
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	21
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	23
<b>VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD</b> .....	<b>25</b>
A) ESTRATÉGICA.....	25
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN. ....	25
C) ECONÓMICA.....	26
D) AMBIENTAL.....	28
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL. ....	29
<b>VII. CONCLUSIONES</b> .....	<b>31</b>
<b>VIII. CONDICIONANTES</b> .....	<b>32</b>
<b>IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES</b> .....	<b>34</b>

## I. Introducción

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

El Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Plataforma Continental Sur 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: 247, 248, 249, 253, 254, 255, 259, 260, 1213, 1610 y 1611, que la SENER considera como áreas 089-54, 090-54, 091-54, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56, 088-56, 087-55, 088-54 y 088-55, mediante Oficio No. PEP-SRMSO-007/2011, fechado el 28 de febrero de 2011 y recibido en la Secretaría el día 17 de marzo del 2011.

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

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

1. Oficio No. 512.110-11 recibido en la CNH el 29 de marzo del 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, remitió:

- Información técnico-económica del Proyecto.
- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho proyecto.

2. 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; así como con la componente ambiental de los proyectos, mediante Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el 29 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 Pemex se resume de la siguiente manera:

- **Dictamen y Condicionante**

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario como favorable con una condicionante debido a que el proyecto inicia actividades hasta el año 2021, la condicionante del proyecto es:

1. Un año antes de que inicien actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario, Pemex deberá presentar a la Comisión el documento del proyecto actualizado, acorde a los *lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación* publicados en el diario oficial de la federación en diciembre del 2009 o los que estén vigentes en el momento en que se presente el proyecto, ya que se esperaría que para el 2021 el desarrollo tecnológico haya aumentado considerablemente, la rentabilidad del proyecto sea mejor y la estrategia exploratoria del país seguramente se verá modificada.

### III. Mandato de la CNH

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

*“QUINTO.- En materia de asignaciones petroleras:*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

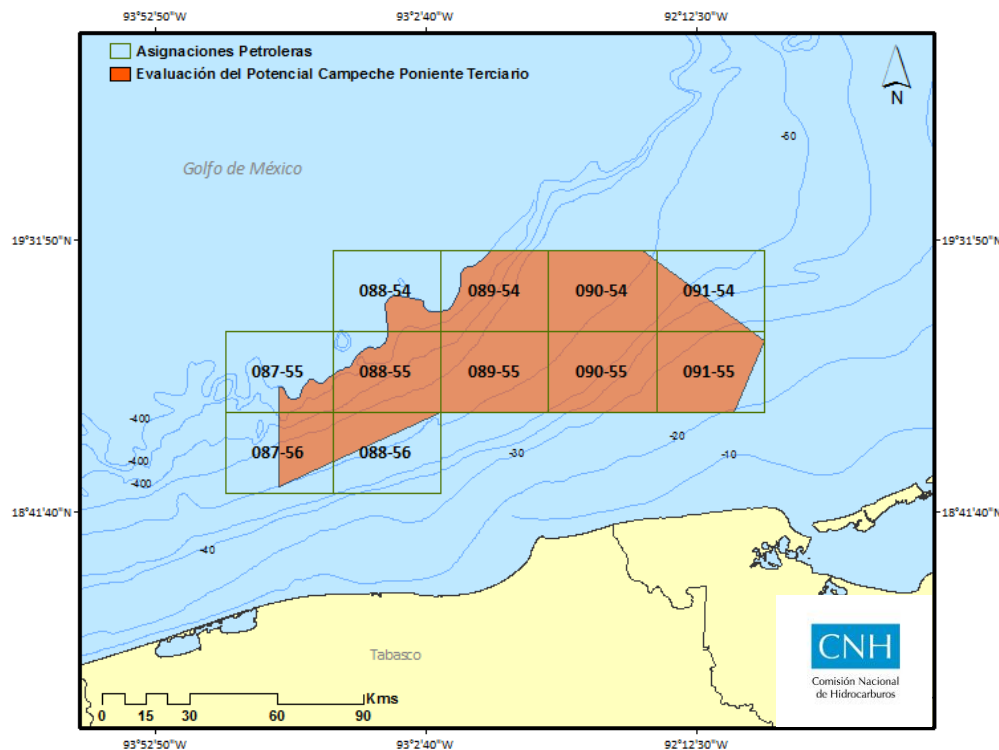
## IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.110-11 recibido en la CNH el 29 de marzo del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

### *a) Ubicación.*

El Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario se ubica en la Plataforma Continental dentro de la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México, al norte del litoral centro-oriental del estado de Tabasco y occidental del estado de Campeche, entre las isobatas de 20 a 500 m. Cubre una superficie de 6,712 km<sup>2</sup>, Figura 1.

Figura 1. Ubicación del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario.



## ***b) Objetivo.***

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario tiene como objetivo evaluar el potencial petrolero en los plays de edad Terciario, con un volumen que varía de 25 mmbpce en el percentil 10 a 284 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 129 mmbpce, en el período 2021-2025.

## ***c) Alcance.***

El proyecto considera la perforación de 17 pozos exploratorios, la realización de 24 estudios geológicos y 17 estudios geofísicos y geotécnicos, con una inversión total exploratoria de 9,344 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, 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 hidrocarburo esperados y el grado de madurez en el proceso exploratorio y el recurso prospectivo identificado en las oportunidades exploratorias.
- 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.

En este contexto, en el proyecto Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario se han realizado diversos estudios geológico-geofísicos y a partir de los resultados, han sido identificadas, evaluadas y jerarquizadas, tres áreas donde pueden existir los elementos del sistema petrolero necesarios para la acumulación y preservación de los hidrocarburos.

En esas áreas se han identificado oportunidades exploratorias con posibilidades de contener acumulaciones comerciales de hidrocarburos, estimándose el volumen, la probabilidad geológica y el valor económico que permiten sustentar su incorporación al inventario de oportunidades exploratorias susceptibles de ser perforadas.

En la figura 2 se pueden visualizar las áreas Bolol-Chuktah, Le Acach y Alto de Akal, las cuales conforman el proyecto Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario, siendo las dos primeras, prioritarias para la evaluación del potencial de aceite y gas.

Figura 2. División de áreas del proyecto Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario.



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

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto

Área del Proyecto	No. de oportunidades
Bolol-Chuktah	16
Le-Acach	1
Total	17

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

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Área del Proyecto	Volumen prospectivo (mmbpce)
Bolol-Chuktah	484.13
Le-Acach	27.75
Total	511.88

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)
Bolol-Chuktah	121.7
Le-Acach	7.3
Total	129.0

A continuación se describe cada una de las dos alternativas presentadas por Pemex.

**Alternativa 1.** *Corresponde a la alternativa seleccionada. Da prioridad a las localizaciones ubicadas en el área Bolol-Chuktah con la finalidad de prospectar básicamente el aceite ligero del Terciario que se encuentra en los plays Mioceno Medio, Mioceno Superior, Plioceno Inferior y*

*Plioceno Medio del área; estos plays considerados de ambientes de talud y plataforma son productores de aceite ligero en los campos Amoca y Yaxche. Adicionalmente, se tienen como objetivos: mejorar el conocimiento del área con la finalidad de actualizar los modelos geológicos hipotéticos propuestos, incrementar la probabilidad de éxito geológico y comercial, y mejorar la rentabilidad de las oportunidades exploratorias posteriores.*

*De 2021 a 2022, se documentó la perforación de 6 oportunidades ubicadas sobre la porción sur y occidente del área Bolol-Chuktah, con las cuales se espera descubrir aceite en ambientes de arenas de talud y de plataforma, en tirantes de agua entre 80 y 200 m, que corresponden a los plays Mioceno Superior y Plioceno Superior-Pleistoceno.*

*Para el área Le-Akach, sólo se propone la perforación de una localización en 2021, con la finalidad de evaluar el potencial gasífero en los plays Mioceno Superior y Plioceno Superior-Pleistoceno de ambientes sedimentarios de deltas, canales de barrera y barras costeras.*

*En 2023, se propone la perforación de 4 pozos exploratorios localizados en la porción suroeste del área Bolol-Chuktah, continuando la búsqueda de acumulación de aceite en plays del Plioceno Superior-Pleistoceno en ambientes de talud y plataforma en tirantes de agua entre 80 y 200 m. Los campos a descubrir en esta zona, mejorarían las opciones de desarrollo de aceite al incorporarse con los campos de Amoca y Yaxche.*

*En el periodo 2024-2025, se considera perforar 6 pozos; todos ubicados en la parte sur-occidental del área Bolol Chuktah. Con ello se pretende cubrir la mayor parte de esta área, privilegiando la búsqueda de aceite en yacimientos de arenas y areniscas poco consolidadas en ambientes de plataforma y talud. Los tirantes de agua varían entre 80 y 200 m.*

*En el área Bolol Chuktah antes mencionada el riesgo geológico es considerado alto por la compleja y errática depositación de los cuerpos arenosos, cuyos espesores son muy variables.*

En la alternativa 1 se considera perforar 17 pozos exploratorios en un período de 5 años (2021-2025), se evaluará una reserva media de 129 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 9,344 millones de pesos, de los cuales 9,021 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 323 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 6,778 mmpesos con un índice de utilidad de 2.21 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 129 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la Tabla 4.

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

Recursos a evaluar	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	25
Media	20	29	31	33	16	129
p <sub>90</sub>	60	87	87	99	48	284

**Alternativa 2.** Se pretende incrementar la prospección de zonas gas, con la finalidad de actualizar los modelos geológicos hipotéticos propuestos, e incrementar los volúmenes y la probabilidad de éxito geológico y comercial de las oportunidades exploratorias de gas.

En los dos primeros años de actividad exploratoria programada (2021-2022), se considera perforar dos pozos en el área Alto de Akal (zona de gas), ubicados en la porción sur y oriente, con tirantes de agua someros entre 20 y 30 m, en un ambiente depositacional de arenas de plataforma que corresponden a los plays Mioceno Superior y Plioceno-Pleistoceno.

En este mismo periodo, pero en la parte sur y oriente del área Bolol Chuktah, se programó la perforación de 2 oportunidades de aceite en ambientes de arenas de talud y arenas de plataforma, respectivamente. Asimismo, en la parte sur-occidental del área Le Acach, se



*considera la perforación de un pozo en búsqueda de aceite en el play Plioceno Superior-Pleistoceno y de ambiente de plataforma, con un tirante de agua de 160 m.*

*En 2023, mediante la perforación de 5 pozos, se pretende continuar con la prospección de gas y aceite en plays del Plioceno Superior-Pleistoceno. En la parte central del área Alto de Akal, se propone una oportunidad de gas en arenas de plataforma en tirante de agua de 30 m.*

*En la porción sur del área Bolol Chuktah se proponen 3 oportunidades del play Plioceno Superior-Pleistoceno en ambientes de talud y plataforma en tirantes de agua entre 80 y 200 m. De resultar productores, apoyarían el desarrollo de una zona de aceite, conjuntamente con los campos Amoca y Yaxche.*

*De resultar con éxito las oportunidades de gas programadas de 2021 a 2023, se podrían beneficiar los campos productores Ixtal, Manik, Caan, Chuc, Taratunich, Che, Homol, Och, Abkatún, Batab, Pol, Homol, Che, Kaanab para la inyección de gas en recuperación secundaria, anillos de bombeo neumático, etc.; así mismo se podría cubrir la demanda de gas natural de la región.*

*En el periodo 2024-2025, se programaron 6 pozos; uno en la parte sur del área Bolol Chuktah privilegiando la búsqueda de aceite y 5 distribuidos en el área del proyecto enfocados a objetivos de aceite.*

*En esta alternativa 2, se considera perforar 18 pozos exploratorios en un período de 5 años para incorporar una reserva media de 142 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 9,103 millones de pesos, de los cuales 8,978 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 125 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 6,570 mmpesos con un índice de utilidad de 2.01 peso/peso.*

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 142 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	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	37
Media	25	30	41	30	16	142
p <sub>90</sub>	63	84	108	84	48	296

**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 2021-2025 en el proyecto es de 9,344 millones de pesos, de los cuales 9,021 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 323 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	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Inversión exploratoria	1,520	2,188	2,411	2,122	1,103	9,344
Estratégica	1,480	2,107	2,330	2,041	1,063	9,021
Pozos <sup>(a)</sup>	1,446	2,040	2,262	1,973	1,029	8,750
Sísmica	0	0	0	0	0	0
Estudios	24	53	50	59	25	212
Operacional	40	81	81	81	40	323

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

A continuación se muestran, Tabla 7 y Tabla 8, las inversiones programadas para futuro desarrollo y costos operativos en el proyecto:

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2021-2059
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	2,411
Media	0	0	20	382	498	538	665	486	4,352
P <sub>90</sub>	0	0	90	1,366	1,419	1,445	1,767	1,269	6,933

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2021-2059
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	1,551
Media	0	0	0	36	95	156	213	236	2,206
P <sub>90</sub>	0	0	0	101	279	374	465	505	3,124

### *f) Indicadores económicos*

La evaluación del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

A continuación se presenta la Tabla 9 con los indicadores económicos de la alternativa seleccionada para ejecutar en el proyecto:

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Alternativa 1
Costo de descubrimiento	Usd/bpce	5.25
VPN	mmpesos	6,778
VPN/VPI	pesos/pesos	2.21
Recursos prospectivos	mmbpce	129

## 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. 512.110-11, respecto de las asignaciones denominadas: 247, 248, 249, 253, 254, 255, 259, 260, 1213, 1610 y 1611, que la SENER considera como áreas 089-54, 090-54, 091-54, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56, 088-56, 087-55, 088-54 y 088-55.

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

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

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

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

En términos de lo anterior, PEP proporcionó información adicional mediante los oficios siguientes: SPE-GRHYPE-029/2011 relacionada a evaluaciones económicas y SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la Clase de Costos del Proyecto; y Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 29 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; 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:

<b>1. Datos generales del proyecto</b>	
1.1 Objetivo	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: En el objetivo se especifica que el objetivo del Proyecto es 2021-2025 pero a lo largo del documento también se muestra información con un horizonte distinto (2021-2059). La información del proyecto presentada en el documento debe hacer referencia al mismo horizonte presentado en el objetivo.
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	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.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
<b>Suficiente</b>	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.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

e) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial).	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
<b>Suficiente</b>	Comentario: Detallar información de cada play mencionado.
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>3. Estrategia exploratoria</b>	
3.1 Descripción de alternativas	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: El horizonte mostrado en esta sección no corresponde con el horizonte presentado en el objetivo (2021-2025).
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Diseño de las actividades de exploración</b>	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

4.2 Tipo de equipos de perforación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Plan de ejecución del proyecto</b>	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Seguridad industrial</b>	
6.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>7. Medio Ambiente</b>	
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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

## ***b) Consistencia de la información.***

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para emitir su dictamen, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia y oportunidad de la información que proporciona PEP. 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 evaluación del potencial e incorporación de reservas y alcance.



## VI. Evaluación de la factibilidad

En este apartado se debería presentar el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

### *a) Estratégica*

a) 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.

### *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 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 la posible actualización del proyecto a la CNH 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 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, índices de mojabilidad. Similarmente, se deben tomar de registros geofísicos para ubicar los contactos agua-aceite y/o gas aceite, saturaciones de fluidos, y caracterización petrofísica. Cabe mencionar que con una adecuada caracterización del yacimiento y sus fluidos, se debe realizar una adecuada estrategia de explotación, que considere los diferentes procesos de recuperación, y así maximizar el valor económico del proyecto.

### *c) Económica.*

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

Si bien en los proyectos de explotación se definen perfiles de producción, montos de inversión y costos, en los proyectos de exploración se deben considerar que las localizaciones son o no

productivas y posteriormente recurrir a la probabilidad para evaluar el potencial de recursos existentes.

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

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

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

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

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 riesgo e incertidumbre en la estimación de las variables; con base en lo anterior y, siendo riguroso en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME). En la documentación de este proyecto, Pemex calcula

---

<sup>1</sup> 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.

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.

#### *d) Ambiental.*

- a) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el proyecto.
- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país. Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- c) En caso de que lo mencionado en el inciso anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- d) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Exploración Campeche Poniente Terciario, 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.
- e) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.

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

### *e) Seguridad Industrial.*

- 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 la API RP 75 y API RP 75L.
- c) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe tener un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- d) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de equipos intervienen externos, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para

realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

- e) 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.

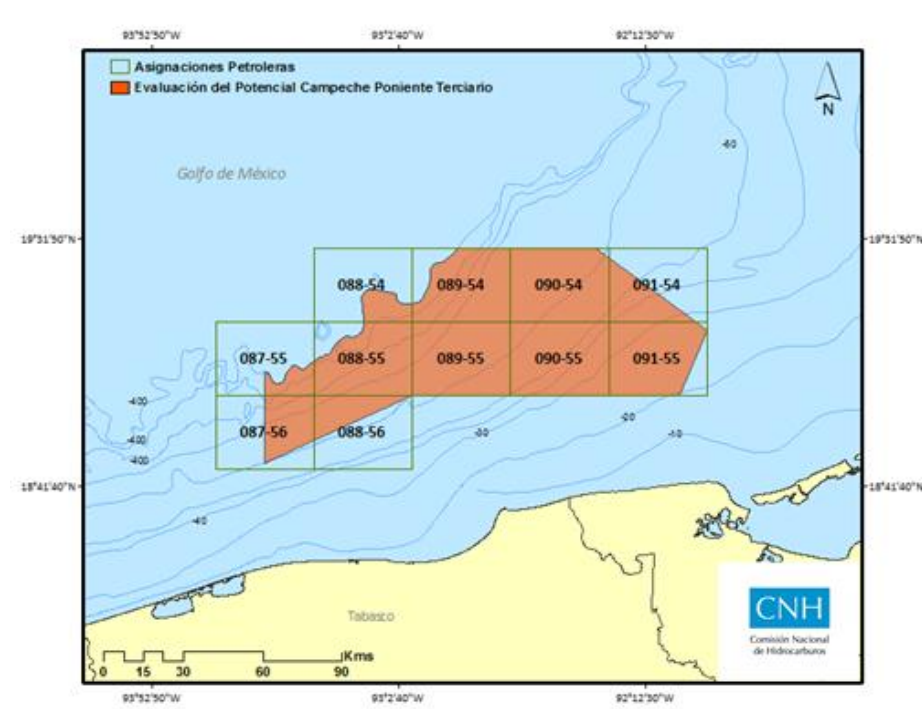
## VII. Conclusiones

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 una condicionante al Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario.
- b) Se emite opinión en sentido favorable, en términos del presente dictamen, para 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 089-54, 090-54, 091-54, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56, 088-56, 087-55, 088-54 y 088-55 (
- c) Figura 2).

Figura 2. Asignaciones Petroleras del Proyecto Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario.



- d) 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.

## VIII. Condicionantes

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen así como la opinión técnica favorable del Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario 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.

Debido a que el proyecto inicia actividades hasta el año 2020, por esta ocasión, se hace la excepción para la entrega de los programas de trabajo referidos anteriormente, no obstante, tendrá que cumplir con la única condicionante plasmada en este dictamen.

A continuación se presenta la condicionante que esta Comisión establece para que sea atendida por Pemex y que permita mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario, 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. Un año antes de que inicien actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Campeche Poniente Terciario, Pemex deberá presentar a la Comisión el documento del proyecto actualizado, acorde a los *lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación* publicados en el diario oficial de la federación en diciembre del 2009 o los que estén vigentes en el momento en que se presente el proyecto, ya que se esperaría que para el 2021 el desarrollo tecnológico haya aumentado considerablemente, la rentabilidad del proyecto sea mejor y la estrategia exploratoria del país seguramente se verá modificada.

## 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.

Como se establece en la Resolución CNH.09.001/10, las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento, podrán ser favorables, favorables con condicionantes o no favorables.

En términos de los comentarios y conclusiones se emite opinión en sentido favorable con una condicionante, en términos del presente dictamen, para 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 089-54, 090-54, 091-54, 089-55, 090-55, 091-55, 087-56, 088-56, 087-55, 088-54 y 088-55.