



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN CUICHAPA

SEPTIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	10
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	14
A) UBICACIÓN.....	14
B) OBJETIVO	15
C) ALCANCE.....	15
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	15
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	20
F) INDICADORES ECONÓMICOS	21
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	23
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	24
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	26
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	27
A) ESTRATÉGICA.....	27
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	27
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	28
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	31
C) ECONÓMICA.....	32
D) AMBIENTAL.....	35
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	40
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	44
VIII. CONDICIONANTES.....	48
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	51
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 con el Proyecto de Exploración Cuichapa.

El Proyecto de Exploración Cuichapa, es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Sur cuyas inversiones están avaladas por el Proyecto Antonio J. Bermúdez, 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: 1441, 1131, 1442, 498, 279, 1008, 499, 280, 1190, 1181, 878, 1280 y 1136, que la SENER considera como áreas 082-59, 082-60, 083-59, 083-60, 084-58, 084-59, 084-60, 085-58, 085-59, 085-60, 086-58, 086-59 y 086-60. Lo anterior, mediante oficio No. SRS-10000-8000-0359-2011, fechado el 23 de enero de 2011 y recibido en la Secretaría el día 14 de abril de 2011.

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

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

1. Oficio No. 512.193-11, recibido en la CNH el 25 de abril del 2011, la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las asignaciones petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del Proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011; evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011, recibido en la CNH el 14 de febrero del 2011, así como con la componente ambiental de los proyectos, mediante oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011.

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

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de Exploración***

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

En el documento presentado por PEP se señala que debido a que el Proyecto de Exploración Cuichapa, se encuentra incluido dentro de la componente de exploración del Proyecto Antonio J. Bermúdez, no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del proyecto Antonio J. Bermúdez elaborados por PEP.

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

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

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

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

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

- **Ambiental**

De la información señalada por PEP en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en tres diferentes proyectos ambientales: Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes, Estudio Sismológico Tepetate 3D y Estudio Levantamiento Sismológico El Plan-Los Soldados 3D.

PEP señala que el polígono que comprende el proyecto Cuichapa tiene un área de 8,326 km² y únicamente 4,263 km² cuentan con permiso ambiental, por lo que se tendrá que gestionar la autorización correspondiente para los 4,063 km² restantes.

Las áreas 086-58, 084-59, 085-59, 086-59, 084-60, 085-60 y 086-60 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por PEP. El área 84-60 se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/6219/09 correspondiente al Proyecto “Estudio Levantamiento Sismológico El Plan-Los Soldados 3D”.

Las áreas 084-58, 085-58, 082-59, 083-59, 082-60 y 083-60 no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), dichas áreas corresponden a los 4,063 km² que PEP señala no tienen autorización ambiental.

La CNH considera necesario que los permisos en materia de protección ambiental sean modificados. Adicionalmente, es recomendación de este órgano desconcentrado que al proponer los planes de delimitación y desarrollo de los campos descubiertos en el área comprendida en este proyecto exploratorio, se soliciten permisos ambientales a nivel proyecto.

En este mismo sentido, la CNH recomienda gestionar las autorizaciones ambientales correspondientes de manera anticipada para el Proyecto de Exploración Cuichapa.

- ***Seguridad Industrial***

Referente a la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración Cuichapa, se identifica que tanto para la perforación de pozos como la instalación de equipos de perforación, resulta importante que PEP 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, tales como la API RP 74, API RP 75L y API RP 75 dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

La componente de seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por la documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas. Se debe contemplar 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 PEP, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

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

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

- **Dictamen y Condicionantes.**

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Exploración Cuichapa como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance de dicho proyecto.

1. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar el avance trimestralmente. Además deberá informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo. Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.
3. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
4. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Pemex debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (sísmica, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.

6. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
7. En el caso de éxito exploratorio, Pemex deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.
8. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
9. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74, API RP 75L y API RP 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

III. Mandato de la CNH

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

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

Artículo 2: *“La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo*

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

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

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

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

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

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

a consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

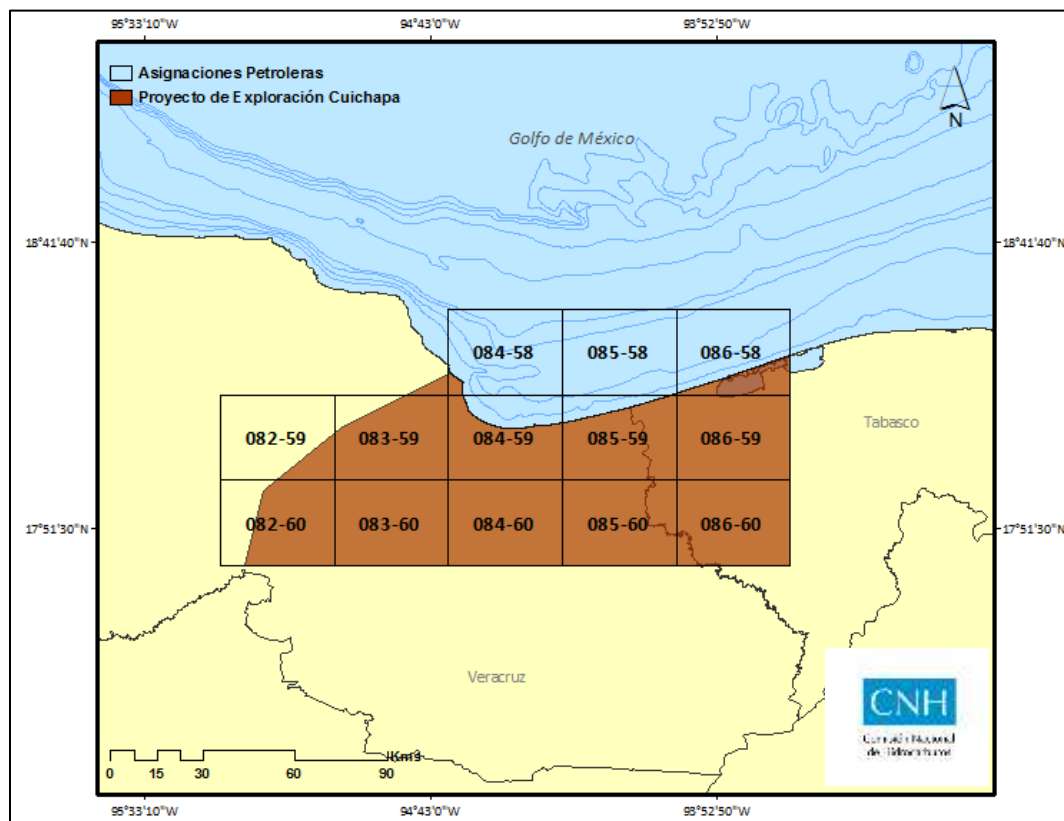
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el oficio No.512.193-11 con fecha 25 de abril del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto del que la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El Proyecto de Exploración Cuichapa se localiza en la planicie costera del Golfo de México, cubre la parte suroriental del estado de Veracruz y occidental del estado de Tabasco, los principales municipios que comprende son: Agua Dulce, Las Choapas, Coatzacoalcos, Minatitlán, Acayucan, Cosoleacaque, Jáltipan, Ixhuatlán del Sureste y Moloacán en el estado de Veracruz y Cárdenas y Huimanguillo en el estado de Tabasco. Cubre un área de 8,326 km², como se puede observar en la Figura 1.

Figura 1. Ubicación del Proyecto de Exploración Cuichapa.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el proyecto Exploración Cuichapa tiene como objetivo incorporar reservas de aceite ligero y superligero con un volumen que varía de 511 mmbpce en el percentil 10 a 1,783 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 935 mmbpce, en el periodo 2011-2030.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación de 87 pozos exploratorios, la realización de 32 estudios geológicos y la adquisición de 3,068 km² de sísmica 3D. La inversión exploratoria total estimada es de 28,715 millones de pesos.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

- Para los criterios geológicos PEP analizó 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, así como el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.
- Como criterios operativos PEP considera la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
- Para el criterio geográfico PEP consideró básicamente las dimensiones del área del proyecto y los tirantes de agua.

Con base en lo anterior, el Proyecto de Exploración Cuichapa debido al grado de avance que tiene en el proceso exploratorio, la similitud en características geológicas de sus objetivos y la dimensión de su área geográfica, se considera en su totalidad como una sola área prioritaria de incorporación de reservas de aceite ligero y superligero, principalmente.

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

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Cuichapa	87

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

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Proyecto	Volumen prospectivo (mmbpce)
Cuichapa	4,120

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Cuichapa	935

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

Alternativa 1. *Esta alternativa considera desarrollar de manera conjunta el potencial petrolero del Terciario y del Mesozoico subsalino.*

En los primeros años la estrategia consiste en la adquisición de información sísmica 3D, la realización de estudios geológicos, y la perforación de pozos exploratorios con objetivos terciarios y mesozoicos subsalinos; los primeros enfocados a las zonas con mayor conocimiento geológico y los segundos a evaluar el potencial petrolero subsalino. Con la toma de información geológica-geofísica, se incrementará el conocimiento geológico del área, lo cual permitirá disminuir la incertidumbre en los elementos del sistema petrolero y la obtención de mayor conocimiento del riesgo en el área del proyecto.

Esta alternativa considera la perforación de 5 pozos exploratorios en el período 2011-2013 en las porciones norte y nororiental del proyecto en busca de lóbulos en los complejos de abanicos de talud de los plays Mioceno y Plioceno. En este mismo periodo se contempla la perforación de 2 pozos mesozoicos subsalinos, para evaluar el potencial petrolero de este play hipotético.

En el periodo 2014-2030, el programa exploratorio se enfoca a las porciones suroriental, nororiental y central del proyecto, con la perforación de 63 pozos con objetivos terciarios en busca de arenas de los plays Mioceno y Plioceno, principalmente.

Adicionalmente, para el periodo 2015-2025 se tiene programada la perforación de 17 pozos exploratorios subsalinos, con objetivos mesozoicos, en las zonas centro, nororiente y noroccidente del proyecto.

El área del Cinturón Plegado de Agua Dulce se considera la de mayor conocimiento geológico debido a que desde 1902 se han estado perforando pozos exploratorios y de desarrollo, que aunado a la información sísmica adquirida, ha permitido establecer los principales elementos

estructurales así como una columna estratigráfica conformada por rocas clásticas de edad Mioceno Inferior al Pleistoceno.

El área de La Central se considera con menor grado de conocimiento geológico, en relación con el Cinturón Plegado de Agua Dulce, debido a la menor cantidad de pozos exploratorios y de desarrollo perforados, ya que la información sísmica 2D y 3D sólo se ha adquirido en la parte sur, los principales elementos estructurales son las dos fallas regionales denominadas La Central-Comalcalco y Ogarrío que limitan dicha cuenca en la parte terrestre.

Además de la perforación de pozos exploratorios con objetivos terciarios y subsalinos, en el periodo 2011-2030 se considera la adquisición de tres cubos sísmicos y 32 estudios geológicos durante el desarrollo del proyecto, para reducir el riesgo geológico de las oportunidades exploratorias programadas a perforar.

En esta alternativa, se considera la perforación de 87 pozos exploratorios en un periodo de 20 años (2011-2030) y se incorporará una reserva media de 935 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 28,715 millones de pesos, de los cuales 27,930 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 785 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 114,671 millones de pesos con un índice de utilidad de 5.18 pesos/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 935 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	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030
P ₁₀	0	0	0	7	0	0	0	0	511
media	39	24	13	38	55	59	66	60	935
P ₉₀	93	69	31	87	157	150	186	140	1,783

Alternativa 2. *La estrategia exploratoria de esta alternativa se enfoca a la perforación de 16 pozos con objetivos subsalinos en los primeros 4 años, ya que esto permitiría evaluar y desarrollar el potencial petrolero del Mesozoico subsalino, que es un play hipotético pero que representa un gran potencial.*

El proyecto inicia con la adquisición de sísmica tridimensional en los años 2011-2014 y la perforación de 4 pozos exploratorios por año en este mismo periodo, los cuales serán de tipo paramétrico. Además, durante el desarrollo de todo el proyecto se efectuarán 32 estudios geológicos que contribuirán gradualmente al entendimiento del sistema petrolero y de los plays.

Para el periodo 2015-2019 el programa exploratorio está enfocado en la búsqueda de yacimientos terciarios mediante la perforación de 19 pozos en la parte noreste del proyecto, en el sector del Cinturón Plegado de Agua Dulce, que es la porción mejor estudiada y de menor riesgo. En esta zona se encuentran la mayoría de los campos productores del Terciario, en arenas del Mioceno y del Plioceno.

Para los años 2020-2025 se contempla la perforación de 18 pozos exploratorios en la porción oriental del proyecto, en el área La Central. En este sector se encuentran algunos campos productores y presenta bajo riesgo para el descubrimiento de nuevos yacimientos.

Durante el periodo 2026-2029, en la parte sureste del proyecto, está programada la perforación de 16 pozos con objetivos Mioceno y Plioceno, buscando yacimientos en arenas depositadas en canales fluviales y frentes deltaicos.

En la parte central del área del proyecto se continuará con la perforación de 15 pozos exploratorios en los años 2030-2032. Estos pozos van en busca de yacimientos de hidrocarburos en turbiditas del Terciario depositadas en ambientes de talud y en abanicos distales.

Para reducir el riesgo exploratorio de esta estrategia exploratoria de perforación, se adquirirán 3 cubos sísmicos en el periodo 2011-2014 y se realizarán 32 estudios geológicos de diferentes tipos durante el desarrollo del proyecto.

Esta alternativa, considera la perforación de 84 pozos en un período de 22 años (2011-2032) para incorporar una reserva media de 806 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 25,234 millones de pesos, de los cuales 24,349 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 885 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 109,773 mmpesos con un índice de utilidad de 4.84 pesos/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a incorporar con riesgo asciende a 806 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
P ₁₀	0	0	0	0	9	4	0	0	437
media	49	57	45	46	41	31	39	35	806
P ₉₀	145	157	139	144	87	71	81	102	1,584

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 2011-2030 en el proyecto es de 28,715 millones de pesos, de los cuales, 27,930 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 785 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	2011-2030
Inversión exploratoria	1,261	1,179	643	1,176	1,370	1,934	2,403	1,378	28,715
Estratégica	1,238	1,156	622	1,145	1,332	1,877	2,336	1,327	27,930
Pozos ^a	812	769	200	743	1,314	1,012	1,578	1,322	24,632
Sísmica	411	376	411	376	0	849	736	0	3,160
Estudios	15	11	11	26	17	15	22	5	138
Operacional	23	24	21	30	39	57	67	51	785

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

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	104	56	317	284	122	35,320
media	0	0	447	579	516	1,623	1,765	1,224	43,729
P ₉₀	0	0	881	1,180	1,412	3,264	3,552	2,783	54,675

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	-	-	-	52	75	115	188	205	41,757
media	-	-	94	289	430	511	699	856	49,058
P ₉₀	-	-	220	633	1,011	1,100	1,355	1,861	60,846

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto de Exploración Cuichapa, 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	114,671
VPN/VPI	pesos/pesos	5.18
Recursos prospectivos	mmbpce	935

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 PEP 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. 512.193-11, respecto de las asignaciones denominadas: 1441, 1131, 1442, 498, 279, 1008, 499, 280, 1190, 1181, 878, 1280 y 1136, que la SENER considera como áreas 082-59, 082-60, 083-59, 083-60, 084-58, 084-59, 084-60, 085-58, 085-59, 085-60, 086-58, 086-59 y 086-60.

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

Conforme a la Resolución CNH.09.001/10, y el artículo 4, fracción XI de la LCNH, la Comisión puede requerir a PEP 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. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

a) Suficiencia de información.

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

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

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en PEP.	
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 al horizonte planteado en el objetivo.
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Diseño de las actividades de exploración	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
Suficiente	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
Suficiente	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
Suficiente	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	
Insuficiente	Comentario: Detallar el tipo de pruebas que se realizarán.
5. Plan de ejecución del proyecto	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
Suficiente	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
Suficiente	Comentario:
6. Seguridad industrial	
6.1 Identificación de peligros	

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

b) Consistencia de la información.

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

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de evaluación del potencial e incorporación de reservas y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

En este apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto de Exploración Cuichapa, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

- a) El proyecto requiere ser administrado de acuerdo a las mejores prácticas internacionales. Existen ejemplos con características similares de los cuales se puede adoptar la manera en la que han sido explorados para apoyar al buen desempeño de este proyecto.
- b) Es necesario incorporar en las alternativas presentadas, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios, relacionado a la ejecución del proyecto en caso de tener o no tener éxito en las primeras oportunidades a perforar, considerando los éxitos y fracasos en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.

ii. Formulación del proyecto.

- a) Las actividades del Proyecto de Exploración Cuichapa están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el Proyecto Integral Antonio J. Bermúdez. Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración del proyecto Antonio J. Bermúdez. Lo anterior, permite mayor transparencia tanto en el seguimiento de los proyectos como en el análisis del portafolio de inversiones de PEP; además, apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país y de los proyectos de explotación.

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

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

Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
ACHOTE-1	2011	52	50	20	11
Laventa-1001	2011	34	33	32	11
AZTI-1	2011	20	20	89	18
SANRAMON-1001	2012	29	28	23	7
Leshu-1	2012	23	23	73	17
SCARUU-1	2013	65	51	8	5
LOBULOL-1	2013	30	29	27	8
Calicanto-1	2014	47	46	26	12
Puan-1	2014	45	44	40	18
Comodin-1	2014	41	39	18	7
Urican-1	2015	29	29	32	9
Ome-1	2015	22	22	66	15
ICIC-1	2015	21	20	82	17
AYOTL-1	2015	18	18	79	14
Xumapa-1	2016	50	48	25	12
CCH_OPT_1	2016	20	20	154	31
Panalon-1	2016	17	17	89	15
CCH_OPT_2	2017	22	22	134	29
Lacab-1	2017	20	20	74	15
Ondicula-1	2017	20	19	32	6
CCH_OPT_3	2017	19	19	81	15
Bombo-1	2018	25	24	23	6
Pinzan-1	2018	24	24	26	6
CCH_OPT_4	2018	21	21	141	30
SHUMBAL-1	2018	20	20	91	18
CCH_OPT_7	2019	21	21	84	18
CCH_OPT_6	2019	20	20	87	18
CCH_OPT_5	2019	19	19	156	29
MULTI-1	2020	25	24	15	4
CCH_OPT_9	2020	20	20	89	18
Yagacoco-1	2020	20	20	63	13
CCH_OPT_8	2020	20	20	153	30
MILLACATL-1	2021	27	27	47	13
TEXOCOTL-1	2021	26	25	42	11
Birrete-1	2021	22	21	59	13

Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
CCH_OPT_10	2021	21	21	139	29
Biana-1	2021	18	18	62	11
Tilcampo-1	2022	25	25	42	11
Chamaco-1	2022	22	22	53	12
CCH_OPT_11	2022	21	21	85	18
Barrilon-1	2022	20	20	53	11
CCH_OPT_12	2022	20	20	88	18
CCH_OPT_13	2022	19	19	88	17
Trona-1	2023	25	25	37	9
Pilon-1	2023	22	22	46	10
Toga-1	2023	22	21	47	10
CCH_OPT_15	2023	20	20	85	17
CCH_OPT_14	2023	20	20	88	18
Estanque-1	2023	20	20	61	12
Caraballo-1	2024	27	26	24	6
TURBIDITA-1	2024	24	23	30	7
COMITL-1	2024	23	23	40	9
Amel-1	2024	22	22	36	8
Tuba-1	2024	20	20	47	10
AYOHUI-1	2024	18	18	50	9
Quigüila-1	2025	35	32	18	6
CCH_OPT_17	2025	31	30	23	7
CCH_OPT_16	2025	31	30	24	7
CCH_OPT_18	2025	29	28	24	7
PIOTL-1	2025	24	24	38	9
CCH_OPT_21	2026	66	51	8	5
CCH_OPT_19	2026	46	43	14	7
CCH_OPT_20	2026	23	22	24	5
CCH_OPT_22	2026	18	17	29	5
CCH_OPT_23	2027	64	50	8	5
CCH_OPT_25	2027	40	37	13	5
Guna-1	2027	28	26	17	5
CCH_OPT_24	2027	20	19	26	5
CCH_OPT_27	2028	41	38	12	5
Nopiche-1	2028	31	29	12	4

Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
CCH_OPT_26	2028	20	19	25	5
CCH_OPT_28	2028	17	16	29	5
CCH_OPT_31	2029	37	34	12	5
Magayo-1	2029	30	28	14	4
Badu-1	2029	21	20	21	4
CCH_OPT_29	2029	20	20	24	5
Quinque-1	2029	20	19	21	4
TORTUGONON-1	2029	17	17	26	5
CCH_OPT_30	2029	17	16	27	5
CCH_OPT_32	2030	43	40	11	5
ELBURRO-2001	2030	39	34	11	4
Chapil-1	2030	32	29	13	4
CCH_OPT_36	2030	29	28	14	4
Chocha-1	2030	27	24	17	4
CCH_OPT_34	2030	19	18	24	4
CCH_OPT_33	2030	16	16	28	5
CCH_OPT_35	2030	15	14	30	4

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

* Valor medio.

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que, es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D sean integrados a los modelos actuales con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.
- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean revisados al contar con información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo y reportar la posible actualización del proyecto a la CNH para verificar si existen modificaciones sustantivas que requieran una modificación en las asignaciones petroleras. Por lo que Pemex deberá informar a la CNH sobre los avances en la

implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.

- c) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades puedan representar fielmente las cualidades dinámicas que describen el flujo de los fluidos en el yacimiento, y así poder realizar estimaciones sobre el comportamiento de los mecanismos de producción relevantes, y de perfiles de producción, que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos y de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.

Por lo anterior, 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 experimentos de laboratorios para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, e índices de mojabilidad; toma de registros geofísicos para ubicación de contactos agua-aceite y/o gas aceite, saturaciones de fluidos, y caracterización petrofísica. Cabe mencionar que con una adecuada caracterización del yacimiento y sus fluidos, se debe realizar una 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 determinan la recuperación de hidrocarburos en los proyectos exploratorios: riesgo e incertidumbre.

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

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

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

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

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

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

La información proporcionada y validada por PEP asume que los recursos a recuperar, las inversiones y costos provienen del P50 estimado; con base en lo anterior, la Comisión realizó la evaluación económica sin considerar per se el riesgo y la incertidumbre.

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

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

un VPN estimado a partir del P50 de las variables, por lo que la Comisión revisó los cálculos, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	75.3	usd/barril
Precio de gas	5.9	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 Cuichapa es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEP.

Indicadores económicos		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	114,671
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	22,144
Relación VPN/VPI =	peso/peso	5.18
Relación beneficio costo	peso/peso	4.71
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d
TIR	%	81.7

- a) Del análisis realizado, la Comisión coincide con los cálculos de Pemex y en que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores

indicadores económicos, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.

- b) Se recomienda seguir detalladamente el plan de ejecución de las actividades físicas del proyecto, ya que el factor de recuperación es alto en comparación con los resultados de la BDOE; de no recuperarse el volumen total, el proyecto vería afectada su rentabilidad e y, después de impuestos, podría dejar de ser rentable.
- c) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta ante cambios en las condiciones iniciales (precio de hidrocarburos, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión coincide con Pemex en que la alternativa 1 es la que debe desarrollarse.
- d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, hacen referencia que para los Proyectos de Exploración son de clase de costos III y IV para el primer año; y IV y V, para los siguientes. Por lo anterior, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

d) Ambiental

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

1. Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes.
2. Estudio Sismológico Tepetate 3D.
3. Estudio Levantamiento Sismológico El Plan-Los Soldados 3D.

Al respecto, se destaca lo siguiente:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 de fecha 5 de octubre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y su respectiva modificación S.G.P.A.DGIRA/DG/0151/09 con fecha 15 de enero de 2009, la cual consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.0582.09 de fecha 12 de marzo de 2009 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la ejecución del Proyecto “Estudio Sismológico Tepetate 3D” vigente hasta el 22 de mayo del 2011.

3. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/6219/09 de fecha 1 de octubre de 2009 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la ejecución del Proyecto “Estudio Levantamiento Sismológico El Plan-Los Soldados 3D” vigente hasta el 11 de mayo de 2012.

Cabe destacar que el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.0582.09 correspondiente al proyecto “Estudio Sismológico Tepetate 3D” carece de vigencia, por lo que no se considerará como autorización válida.

Por otro lado, PEP señala: El polígono que comprende el proyecto Cuichapa tiene un área de 8,326 km² y únicamente 4,263 km² cuentan con permiso ambiental, por lo que se tendrá que gestionar la autorización correspondiente para los 4,063 km² restantes.

Figura 2.- Ubicación de la poligonal del proyecto y las asignaciones solicitadas por PEP para el Proyecto de Exploración Cuichapa.

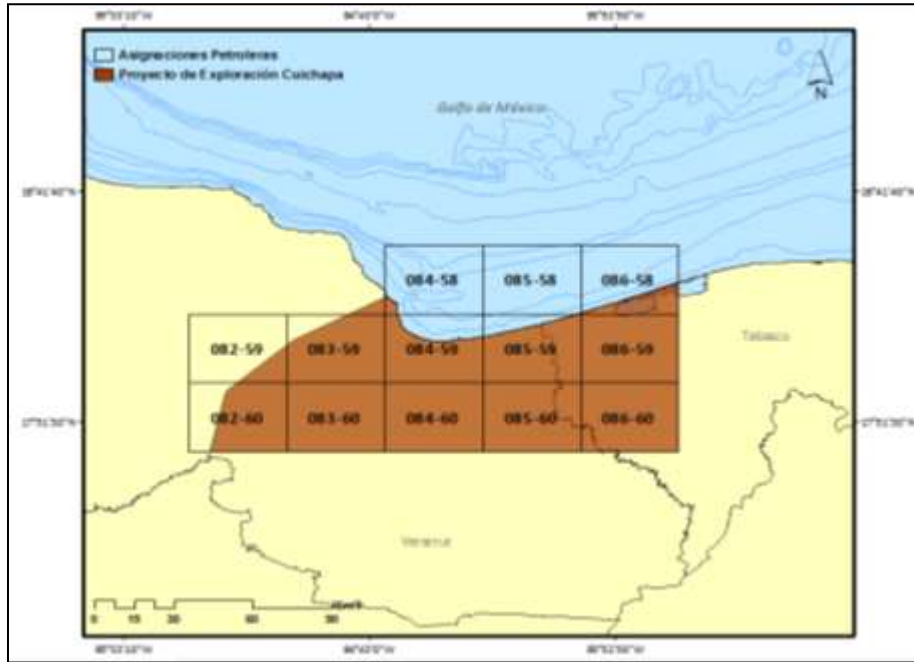


Figura 3.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Exploración Cuichapa.

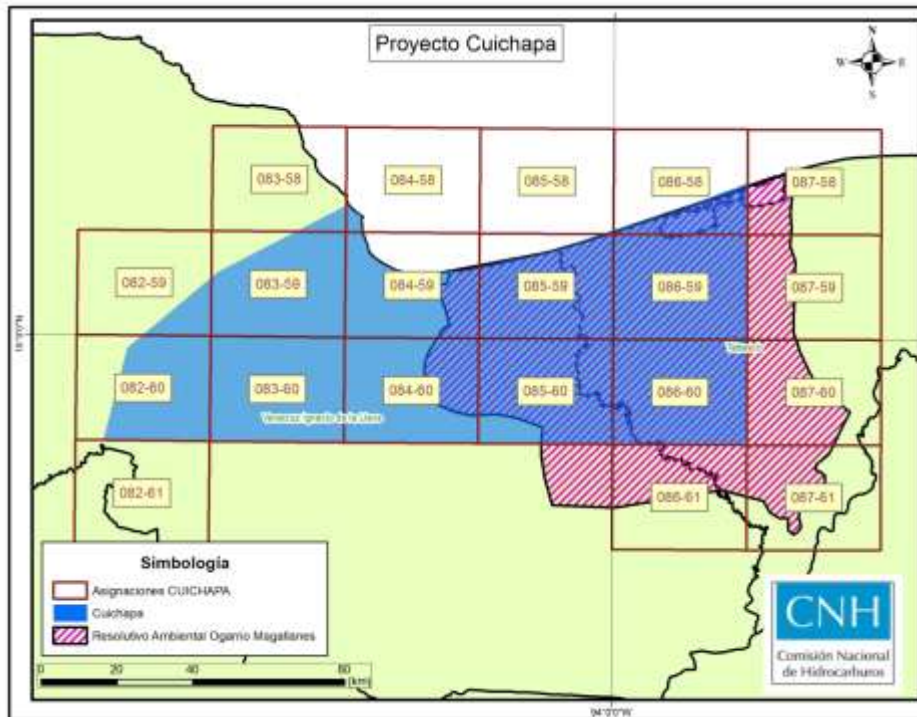


Figura 4. Categorías del proyecto Cuichapa.

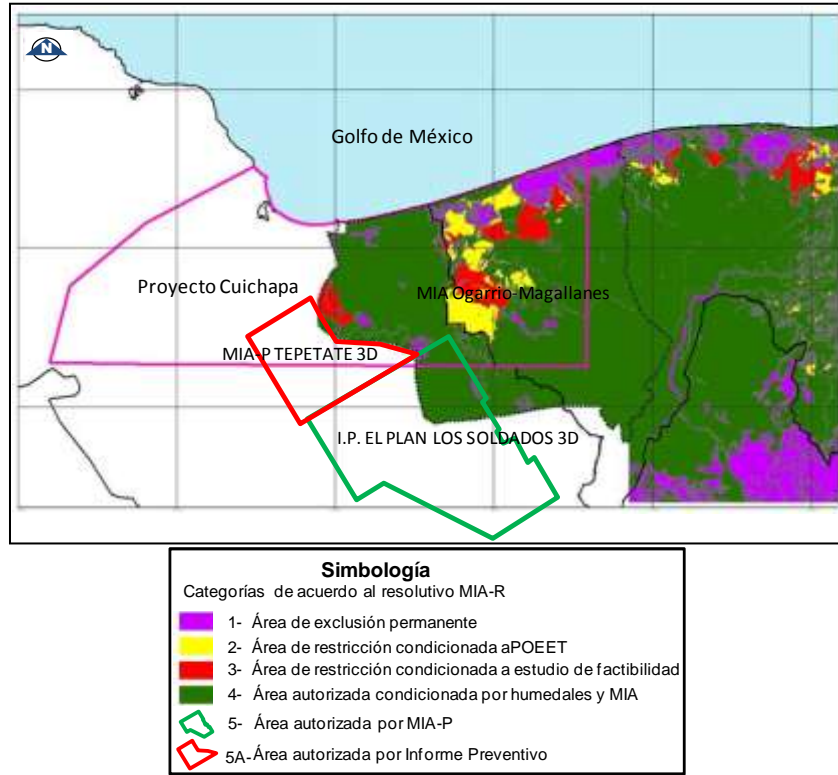
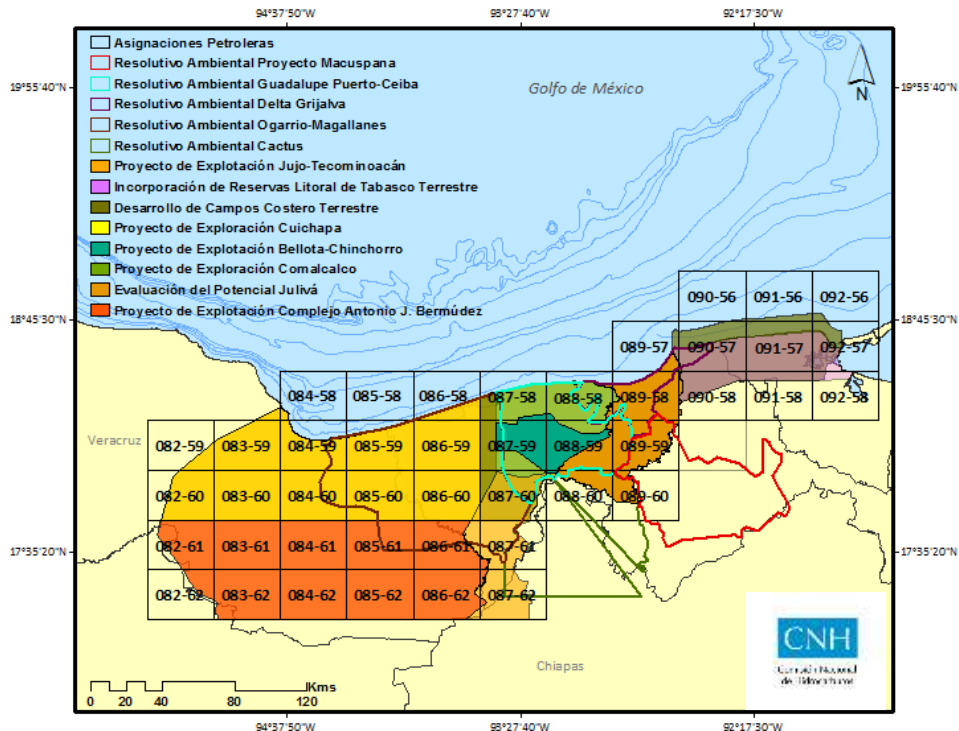


Figura 5.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 2, 3, 4 y 5 las áreas 086-58, 084-59, 085-59, 086-59, 084-60, 085-60 y 086-60 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por PEP.

De acuerdo a la Figura 4, el área 84-60 se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/6219/09 correspondiente al Proyecto “Estudio Levantamiento Sismológico El Plan-Los Soldados 3D”.

De acuerdo a las Figuras 2, 3, 4 y 5 las áreas 084-58, 085-58, 082-59, 083-59, 082-60 y 083-60 no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), dichas áreas corresponden a los 4,063 km² que PEP señala no tienen autorización ambiental.

Se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que PEP requiera extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente, las cuales representan el 51.21 % del área total del Proyecto de Exploración Cuichapa.

- b) El oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.0582.09 correspondiente al proyecto “Estudio Sismológico Tepetate 3D” carece de vigencia por lo que se sugiere gestionar las autorizaciones ambientales pertinentes para que el área correspondiente continúe amparada.
- c) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.

- d) 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 Cuichapa, 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 PEP una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Exploración Cuichapa.
- e) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

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

e) Seguridad Industrial.

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

Identificación de Riesgos Operativos. Estos recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a problemas mecánicos imprevistos, que incrementan los tiempos y los costos de los pozos siendo los principales factores que alimentan el alto riesgo los siguientes:

- La profundidad de los pozos exploratorios, que oscila entre 1,500 y 7,500 m, en diferentes niveles estratigráficos.
- El control de las zonas presurizadas.

- Altas temperaturas.

Respecto a la parte de toma de información sísmica PEP no menciona ningún factor de riesgo.

Evaluación de riesgos operativos. Pemex menciona que 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.

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 PEP, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- b) Resulta importante que PEP 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 PEP 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 74, API RP 75L y API RP 75 dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable adjuntando de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.
- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de PEP, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- e) En la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- f) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.
- g) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de plataformas intervienen externos, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las

tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

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

VII. Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes el Proyecto de Exploración Cuichapa.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 1441, 1131, 1442, 498, 279, 1008, 499, 280, 1190, 1181, 878, 1280 y 1136, que la SENER considera como áreas 082-59, 082-60, 083-59, 083-60, 084-58, 084-59, 084-60, 085-58, 085-59, 085-60, 086-58, 086-59 y 086-60 la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Cuichapa, con base en la información que fue remitida y analizada.
- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la SENER que otorgue un solo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través de PEP, deberá dar seguimiento a las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, y en caso de que se genere una modificación sustantiva deberá presentar el proyecto en términos de lo establecido en el artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

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

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

RECOMENDACIONES

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

Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, tanto para la perforación de pozos como para la instalación de plataformas resulta importante que Pemex cuente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74, API RP 75L y API RP 75.

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

exploración y explotación y su dictaminación, emitidos por la Comisión, vigentes en ese momento.

VIII. Condicionantes

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

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

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto de Exploración Cuichapa, siempre y cuando el proyecto no sufra de una modificación sustantiva que obligue en el corto plazo a ser nuevamente presentado ante CNH para un nuevo dictamen, en apego a lo establecido en la Resolución CNH.06.002/09.

1. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar el avance trimestralmente. Además deberá informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo. Adicionalmente, deberá enviar el análisis

comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.

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

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

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

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 PEP para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una asignación petrolera, así como la información adicional que este órgano desconcentrado solicite.

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números petroleras 1441, 1131, 1442, 498, 279, 1008, 499, 280, 1190, 1181, 878, 1280 y 1136, que la SENER considera como áreas 082-59, 082-60, 083-59, 083-60, 084-58, 084-59, 084-60, 085-58, 085-59, 085-60, 086-58, 086-59 y 086-60 la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Cuichapa, con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración Cuichapa.

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	1,261	1,179	1,090	1,755	1,886	3,556	4,168	2,602	26,472	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	3	2	2	3	4	3	4	4	87	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(km2)	Programa	0	0	618	700	0	0	1750	0	3,068	25
	(km2)	Real										
Seguimiento												
4.- Recursos Prospectivos a evaluar P10.	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	7	0	0	0	0	511	NA
4.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	39	24	13	38	55	59	66	60	935	NA
4.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	93	69	31	87	157	150	186	140	1,783	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										
NA. No aplica.												
Se deberá vigilar que la variación de las inversiones no sea mayor a 25% en el total y de manera anual.												

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