



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN COATZACOALCOS

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.....	22
F) INDICADORES ECONÓMICOS	23
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	24
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	25
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	27
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	28
A) ESTRATÉGICA.....	28
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	28
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	28
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	32
C) ECONÓMICA.....	33
D) AMBIENTAL.....	36
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 al Proyecto de Exploración Coatzacoalcos.

El Proyecto Coatzacoalcos 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 Cantarell, 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 259, 265, 268, 269, 270, 271, 272, 279, 280, 281, 282, 285, 286, 1213, 1614, 1616, 1618, 1621, 1448, 1449, 1436 y 1439, que la SENER considera como áreas 087-55, 080-56, 082-56, 083-56, 084-56, 085-56, 086-56, 087-56, 080-57, 081-57, 082-57, 083-57, 084-57, 085-57, 086-57, 087-57, 084-58, 085-58, 086-58, 087-58, 084-59 y 085-59 mediante oficio No. PEP-SRMSO-008/2011, fechado el 25 de febrero de 2011 y recibido en la Secretaría el día 09 de marzo del 2011.

El dictamen del Proyecto de Exploración Coatzacoalcos, 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. 512.100-11 recibido en la CNH el 18 de marzo de 2011, la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, remitió:
 - Información técnico económica del Proyecto.

- Información técnico-económica para documentar las asignaciones petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Oficio No. 512.DGAEEH.007-11 con fecha del 30 de marzo del 2011, recibido en la CNH el 31 de marzo del 2011, la Secretaría de Energía envía la información faltante al proyecto, según lo solicitado por la CNH.
 3. Oficio No. SPE-210/2011 con fecha del 15 de abril del 2011, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE), mediante el cual entregan la versión actualizada del proyecto.
 4. 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 Pemex, así como los requerimientos de información adicional de la CNH se ajustaron a los índices de información y contenidos para la evaluación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos aprobados por el Órgano de Gobierno de la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10, consistentes en:

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de Exploración***

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

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

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

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

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

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

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

- **Ambiental**

El Proyecto de Exploración Coatzacoalcos, en relación a las asignaciones petroleras correspondientes a las asignaciones 087-55, 082-56, 083-56, 084-56, 085-56, 086-56, 087-56, 084-57, 085-57, 086-57 y 087-57 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT). Asimismo las áreas 080-56, 081-57, 082-57, 083-57, 084-58, 085-58, 086-58, 087-58, 084-59 y 085-59 cuentan parcialmente con la autorización correspondiente y el área 080-57 no cuenta con la autorización por parte de la autoridad (SEMARNAT). Dichas obras y actividades relacionadas con las asignaciones antes mencionadas, se encuentran comprendidas en dos diferentes proyectos ambientales:

1. Proyecto de Perforación de 16 Pozos de Exploración del Proyecto Coatzacoalcos.
2. Proyecto Kuchkabal.

Asimismo las áreas 087-56, 084-57, 085-57, 086-57, 087-57, 084-58, 085-58, 086-58 y 087-58 se encuentran amparadas parcialmente por el proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3” y el área 087-56 se encuentra amparada parcialmente por el proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa”.

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 que 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 Coatzacoalcos.

- ***Seguridad Industrial***

Referente a la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración Coatzacoalcos, se identifica que tanto para la perforación de pozos como la instalación de equipos de perforación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos 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 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 Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable. 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 Coatzacoalcos 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 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 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 un dictamen sobre 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 50. 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)
<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 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.

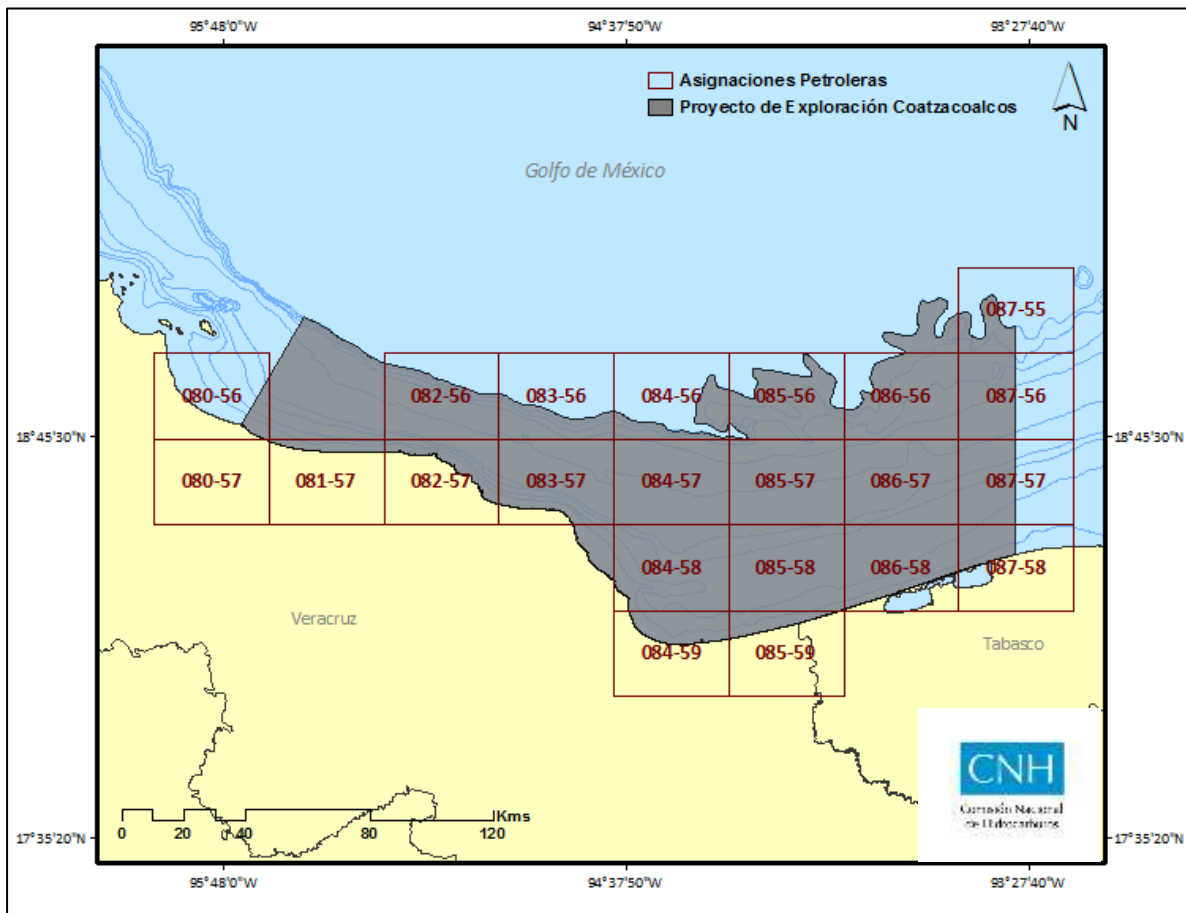
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio SPE-210/2011 con fecha 15 de abril del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto Coatzacoalcos se ubica en la Plataforma Continental dentro de la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México, frente al litoral sur del estado de Veracruz y occidental del estado de Tabasco, entre la línea de costa y la isobata de 500 m. Cubre una superficie de 12,996 km², como se puede observar en la Figura 1.

Figura 1. Ubicación del Proyecto Coatzacoalcos.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el proyecto Coatzacoalcos tiene como objetivo evaluar el contenido de hidrocarburos presentes en sedimentos del Terciario y rocas carbonatadas del Mesozoico; con un volumen que varía de 1,498 mmbpce en el percentil 10 a 2,879 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 2,096 mmbpce, en el periodo 2011-2031.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 94 pozos exploratorios, la realización de 69 estudios geológicos, 86 estudios geofísicos y geotécnicos, y la adquisición de 6,286 km² de sísmica 3D; con una inversión total exploratoria de 63,012 millones de pesos.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

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

En este contexto, en el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos se han realizado diversos estudios geológico-geofísicos, y a partir de los resultados obtenidos se han identificado, evaluado y jerarquizado áreas donde pueden existir los elementos del sistema petrolero necesarios para la

acumulación y preservación de los hidrocarburos (roca generadora, rocas almacenadoras, trampas, rocas sello, migración y sincronía).

Con base en lo anterior, en el proyecto Coatzacoalcos se han definido cuatro áreas denominadas Santa Ana, Tucoo, Cequi y Tabscoob, siendo las 3 primeras prioritarias para la evaluación del potencial de aceite y gas, Figura 2.

Figura 2. División de áreas del proyecto Coatzacoalcos.



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

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Santa Ana	45
Cequi	18
Tucoo	31

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

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Proyecto	Volumen prospectivo (mmbpce)
Santa Ana	3,784
Cequi	1,420
Tucoo	1,421

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Áreas del Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Santa Ana	1,221
Cequi	402
Tucoo	473
Total	2,096

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

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada y considera la perforación de 5 pozos exploratorios en el periodo 2012-2014 en el área Santa Ana en su porción centro-oriental y en tirantes de agua de hasta 40 m, exceptuando la localización Miac-1 que se encuentra en la parte más occidental, colindando con el área Tucoo, con la finalidad de buscar las facies arenosas de frente deltaico y de barras de barrera, así como los abanicos turbidíticos de piso de cuenca del play Plioceno Inferior. Esta opción tiene el propósito de prospectar básicamente aceite ligero del Terciario.*

En el área de Santa Ana se pretende encontrar la continuidad costa afuera de los campos terrestres de la Cuenca Salina del Istmo.

Para el mediano plazo se pretende continuar con la exploración en busca de yacimientos de aceite, privilegiando el área Santa Ana con 9 pozos localizados en su porción sur centro y en tirantes de agua de hasta 50 m, y en menor grado el área Cequi (2 pozos) en su porción oriental, en tirantes de agua entre 150 y 250 m, de esta manera, se continuaría avanzando en el conocimiento del subsuelo a través de la perforación de pozos, estudios geológicos, adquisición sísmica incluyendo procesos especiales, lo cual proporcionaría los elementos para visualizar con mayor claridad y con mejor definición los rasgos geológicos que ayudarían a reducir la incertidumbre y el riesgo, sobre todo en las áreas donde se presenta mayor complejidad sísmica y geológica, debido a la presencia de sal (Áreas Tucoo, Santa Ana y Cequi).

Para la búsqueda de yacimientos donde la complejidad que representa la presencia la sal es un factor crítico para la visualización, se tiene programado un levantamiento sísmico Wide Azimuth en el año 2013.

Para el largo plazo, en el proyecto Coatzacoalcos se pretende investigar el área Tucoo en su porción centro-norte en tirantes de agua que van desde 20 hasta 200 m, y el área Cequi entre los tirantes de 60 hasta 500 m, sin descuidar el área Santa Ana. De esta manera se pretende incorporar reservas alcanzando los objetivos geológicos-económicos más profundos, enfocándose hacia los objetivos terciarios profundos, subsalinos y mesozoicos.

La ventaja competitiva del proyecto Coatzacoalcos, en particular del área Santa Ana, es la cercanía a instalaciones de producción, así como a zonas de embarque de hidrocarburos, tirantes de agua someros y con posibilidades de encontrar acumulaciones de hidrocarburos en el Mesozoico, lo que hace al proyecto económicamente atractivo; considerando en su gran mayoría pozos exploratorios con equipos de perforación auto-elevables.

En esta primera opción, se considera perforar 94 pozos exploratorios en un período de 20 años (2012-2031), incluyendo 1 pozo delimitador y se evaluará un recurso medio de 2,096 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 63,012 millones de pesos, de los cuales 58,960 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 4,052 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 157,162 mmpesos con un índice de utilidad de 2.89 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 2,096 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

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

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2031
p ₁₀	0	0	0	0	4	5	9	60	1,498
media	0	108	89	48	69	84	150	190	2,096
p ₉₀	0	295	217	120	153	193	367	342	2,879

Alternativa 2. *En el corto plazo (2012-2014), se privilegian las áreas de gas del proyecto en cuerpos arenosos en forma de barras de ambiente de plataforma y que corresponden al play Plioceno Medio (área Tabscoob en su porción occidental y en tirantes de agua entre 20 y 100 m; área Tucoo en la parte norte y oriental en tirantes de agua entre 20 y 200 m).*

En este periodo, se considera la perforación de 6 pozos exploratorios en el área de Tabscoob, los cuales, de resultar productores, apoyarían el desarrollo de una zona gasífera, al conjuntarse con las producciones de los campos Lakach, Noxal y Lalail, localizados en el proyecto vecino Golfo de México B.

En el área de Tucoo se pretende perforar 9 pozos, localizados en la porción que va desde la línea de costa hasta la isobata de 100 m, los cuales de resultar productores reforzarían un polo de

desarrollo, toda vez que se tienen campos descubiertos en esta zona como es el caso de los campos Amoca, Xaxamani, Yetic, Namaca, Poctli e Itla.

En lo que respecta al área de Santa Ana, se programó la perforación de 2 pozos con la finalidad de buscar acumulaciones de aceite. Ambos pozos (Tlacame-1, Huiqui1), son importantes debido a que de encontrar acumulación de aceite en las arenas del Mioceno Superior fortalecería el proyecto de explotación Yaxché, debido a su cercanía, además de contribuir a reducir el riesgo geológico en la zona Yaxché-Xanab-Amoca.

En las áreas Tucoo y Tabscoob el riesgo geológico es alto por la compleja distribución de las arenas, debido a la errática depositación de los cuerpos arenosos, cuyos espesores netos impregnados son muy variables y en algunos casos, son difíciles de detectar con la sísmica 3D tradicional.

En el mediano plazo (2015 - 2017), mediante la perforación de 4 pozos, se continúa la búsqueda de acumulaciones de gas, en los plays Terciarios que corresponden al Plioceno Medio de la porción oriental del área Tabscoob, en tirantes de agua que varían de 40 a 300 m. Por otra parte, en el área Tucoo, se pretende explorar la porción central desde la línea de costa hasta la isobata de 200 m, programando para ello la perforación de 9 pozos; 2 de ellos, buscando zonas de gas y el resto en búsqueda de aceite ligero.

Adicionalmente, se programaron 4 pozos en la parte occidental del área Cequi, en tirantes de agua de 200 a 500 m y donde el riesgo geológico es alto, debido a la complejidad de la tectónica salina, presente en esta área. En lo que respecta al área de Santa Ana, también se programaron 4 pozos; dos pozos ubicados en la porción occidental en tirantes de agua de 10 a 40 m y dos localizados en la parte sur occidental en tirantes de 20 a 40 m. Estos últimos pozos presentan un mayor riesgo debido a la complejidad geológica: particularmente, el pozo Popoca-1 con objetivo Mesozoico, cuya estructura se encuentra en una zona sumamente afallada, con presencia de intrusiones salinas.

En el largo plazo (2018-2025) se programó la perforación de 42 pozos enfocados a las áreas de Santa Ana (16), Tucoo (14) y Cequi (12).

En el área Santa Ana se privilegia la búsqueda de aceite mediante la perforación de 16 pozos con objetivos en los plays Plioceno, Terciario Profundo (Mioceno y Subsalino) y Mesozoico. Estas localizaciones son de alto riesgo, debido a la complejidad geológica derivada de la presencia de acuñamientos a nivel Plioceno Inferior y Mioceno contra cuerpos salinos.

En el área Tucoo, se programó la perforación de 14 pozos en tirantes de agua de 20 a 80 m con objetivos hacia los plays del Terciario (Plioceno Medio y Mioceno), buscando principalmente acumulaciones de gas en horizontes someros y aceite en los horizontes más profundos.

En lo que respecta al área Cequi con la perforación de 12 pozos se espera encontrar la continuidad de las estructuras productoras del área de Santa Ana (Amoca y Tecoalli). Sin embargo, esta zona presenta gran complejidad estructural debido a los cuerpos salinos que ocultan y dificultan la visualización sísmica de las trampas

En resumen, para esta opción se considera perforar 82 pozos exploratorios en un período de 14 años (2012-2025) y evaluar un recurso medio de 1,399 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 54,882 millones de pesos, de los cuales 51,603 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 3,279 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 125,441 mmpesos con un índice de utilidad de 2.05 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 1,399 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2025
P ₁₀	0	0	20	42	44	13	5	10	903
media	0	172	159	167	173	90	113	112	1,399
P ₉₀	0	404	385	322	357	199	280	245	2,082

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

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

La inversión para el horizonte 2011-2031 en el proyecto es de 63,012 millones de pesos, de los cuales 58,960 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 4,052 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	2011-2031
Inversión exploratoria	509	1,317	1,564	1,062	2,057	1,828	3,388	5,184	63,012
Estratégica	249	1,019	1,409	814	1,967	1,770	3,015	4,757	58,960
Pozos ^(a)	0	876	915	734	1,438	1,678	2,789	4,477	53,785
Sísmica	213	85	437	20	454	15	81	81	3,020
Estudios	36	59	57	60	75	76	145	199	2,156
Operacional	260	297	155	248	90	58	372	427	4,052

^(a) Incluye la inversión de estudios geofísicos y tectónicos 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	0	221	1,575	2,127	2,733	137,504
media	0	0	0	374	1,406	4,145	4,830	6,067	157,237
P ₉₀	0	0	0	931	2,832	6,910	7,758	9,937	182,565

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	0	0	65	193	420	47,928
media	0	0	0	0	47	309	585	884	51,837
P ₉₀	0	0	0	0	124	585	1,021	1,386	56,561

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto de Exploración Coatzacoalcos 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	157,162
VPN/VPI	pesos/pesos	2.89
Recursos prospectivos	mmbpce	2,096

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. 512.100-11, respecto de las asignaciones denominadas: 259, 265, 268, 269, 270, 271, 272, 279, 280, 281, 282, 285, 286, 1213, 1614, 1616, 1618, 1621, 1448, 1449, 1436 y 1439, que la SENER considera como áreas 087-55, 080-56, 082-56, 083-56, 084-56, 085-56, 086-56, 087-56, 080-57, 081-57, 082-57, 083-57, 084-57, 085-57, 086-57, 087-57, 084-58, 085-58, 086-58, 087-58, 084-59 y 085-59.

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

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

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

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

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

a) Suficiencia de información.

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

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

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

industrial).	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
Suficiente	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
Insuficiente	Comentario: Describir los plays mencionados en esta sección.
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
Suficiente	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
Suficiente	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
Suficiente	Comentario:
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
Suficiente	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
Suficiente	Comentario:
3. Estrategia exploratoria	
3.1 Descripción de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.2 Estimación de recursos prospectivos, ingresos, inversión y costos. Recursos, reservas e ingresos por localización, inversiones y metas físicas. Para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Diseño de las actividades de exploración	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
Suficiente	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
Suficiente	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
Suficiente	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	

Suficiente	Comentario:
5. Plan de ejecución del proyecto	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
Suficiente	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
Suficiente	Comentario:
6. Seguridad industrial	
6.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
6.2 Evaluación de riesgos operativos (Descripción de observaciones, recomendaciones, así como de las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario:
7. Medio Ambiente	
7.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Suficiente	Comentario:

b) Consistencia de la información.

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

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

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

b) En la Tabla 10 se muestra los valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo presentado por Petróleos Mexicanos. Como se puede notar, las probabilidades geológicas son características de un proyecto de evaluación del potencial (excepto Amoca 1-DL que es un pozo delimitador), por lo que es necesario que los resultados obtenidos de los estudios y de los pozos exploratorios a perforar, se incorporen lo más pronto posible para reevaluar las oportunidades exploratorias a fin de mejorar la estimación de los recursos y probabilidades de éxito del proyecto.

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

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
Santa Ana	Amoca-1DL ^(a)	2012	0.97	0.97		
Santa Ana	Tlacame-1	2012	0.46	0.46	234	107
Santa Ana	Mizton-1	2013	0.47	0.46	85	40
Santa Ana	Tonalli-1	2013	0.53	0.53	92	49
Santa Ana	Miac-1	2014	0.32	0.32	77	25
Santa Ana	Yah-1	2014	0.26	0.26	89	23
Santa Ana	Ompa-1	2015	0.28	0.28	61	17
Santa Ana	Paki-1	2015	0.37	0.37	77	29
Santa Ana	Tequiti-1	2015	0.31	0.31	77	24
Santa Ana	Amiqui-1	2016	0.36	0.35	48	17
Santa Ana	Huiqui-1	2016	0.26	0.26	186	48
Santa Ana	Tatzin-1	2016	0.38	0.38	48	18
Santa Ana	Amatl-1	2017	0.38	0.38	92	35
Cequi	Calli-1	2017	0.24	0.23	86	20
Santa Ana	Canin-1	2017	0.41	0.41	87	36
Cequi	Ican-1	2017	0.29	0.29	103	30
Santa Ana	Iyel-1	2017	0.35	0.35	84	30
Santa Ana	Cente-1	2018	0.35	0.35	83	29
Tucuo	Cohua-1	2018	0.39	0.39	62	24

Santa Ana	Coztic-1	2018	0.27	0.27	85	23
Santa Ana	Ixpan-1	2018	0.22	0.22	157	34
Tucuo	Macaz-1	2018	0.32	0.31	61	19
Santa Ana	Petlani-1	2018	0.37	0.35	33	12
Santa Ana	Tlatoani-1	2018	0.37	0.37	86	32
Santa Ana	Tlaxcalli-1	2018	0.35	0.34	48	17
Santa Ana	Cempoalli-1	2019	0.37	0.37	162	60
Santa Ana	Macuil-1	2019	0.19	0.19	138	27
Santa Ana	Nantzín-1	2019	0.22	0.22	69	15
Cequi	Nem-1	2019	0.30	0.29	54	16
Santa Ana	Nextli-1	2019	0.44	0.44	76	33
Santa Ana	Coltin-1	2020	0.32	0.32	55	18
Cequi	Niquita-1	2020	0.22	0.22	99	22
Santa Ana	Ocome-1	2020	0.43	0.41	29	12
Cequi	Quimaca-1	2020	0.22	0.21	97	21
Santa Ana	Xacayatl-1	2020	0.25	0.25	164	41
Cequi	Cocone-1	2021	0.27	0.26	53	15
Cequi	Inin-1	2021	0.31	0.30	43	13
Tucuo	Nitze-1	2021	0.27	0.27	52	14
Cequi	Quauhtli-1	2021	0.35	0.35	219	76
Santa Ana	CTZ_OPT-1	2021	0.37	0.36	47	17
Cequi	Moch-1	2022	0.40	0.40	117	47
Tucuo	CTZ_OPT-4	2022	0.29	0.28	46	13
Santa Ana	CTZ_OPT-8	2022	0.31	0.31	55	17
Cequi	Zoatl-1	2022	0.32	0.31	85	27
Tucuo	Cactli-1	2023	0.41	0.41	42	17
Santa Ana	Coni-1	2023	0.26	0.25	67	17
Santa Ana	Popoca-1	2023	0.23	0.23	124	28
Santa Ana	CTZ_OPT-7	2023	0.24	0.24	52	13
Cequi	Calmecac-1	2024	0.27	0.26	89	24
Tucuo	Coltic-1	2024	0.30	0.30	57	17
Santa Ana	Ixmami-1	2024	0.29	0.29	91	26
Santa Ana	Tochtli-1	2024	0.31	0.31	80	25
Santa Ana	CTZ_OPT-3	2024	0.31	0.30	58	18
Santa Ana	Xoyac-1	2024	0.34	0.34	219	74
Tucuo	Yeh-1	2024	0.37	0.37	50	19
Tucuo	Cahua-1	2025	0.33	0.32	37	12
Cequi	Chia-1	2025	0.28	0.27	58	16
Cequi	Quixtia-1	2025	0.20	0.20	63	13

Cequi	Ta-1	2025	0.26	0.25	45	12
Cequi	Tlahco-1	2025	0.23	0.22	56	13
Santa Ana	CTZ_OPT-6	2025	0.23	0.23	84	19
Santa Ana	CTZ_OPT-9	2025	0.33	0.33	78	26
Tucoo	CTZ_OPT-15	2025	0.30	0.30	55	17
Tucoo	CTZ_OPT-16	2025	0.26	0.25	61	16
Tucoo	Yamani-1	2025	0.40	0.38	33	13
Tucoo	Yancuic-1	2025	0.36	0.34	29	10
Tucoo	Yoliztli-1	2025	0.49	0.48	29	14
Tucoo	Camatl-1	2026	0.39	0.37	28	11
Tucoo	Chicuei-1	2026	0.35	0.34	44	16
Tucoo	Cuentla-1	2026	0.25	0.25	59	15
Santa Ana	Izahui-1	2026	0.24	0.23	42	10
Tucoo	Nahui-1	2026	0.36	0.36	68	25
Tucoo	Nican-1	2026	0.48	0.43	23	11
Santa Ana	Oni-1	2026	0.20	0.20	82	16
Cequi	Quitoa-1	2026	0.26	0.25	44	11
Tucoo	Tema-1	2026	0.40	0.39	58	23
Tucoo	CTZ_OPT-10	2026	0.35	0.34	32	11
Cequi	CTZ_OPT-13	2026	0.20	0.19	51	10
Tucoo	Xochime-1	2026	0.36	0.34	29	10
Tucoo	Conito-1	2027	0.32	0.31	44	14
Santa Ana	Meztli-1	2027	0.31	0.31	53	17
Tucoo	CTZ_OPT-2	2027	0.28	0.27	63	17
Santa Ana	Zolin-1	2027	0.29	0.28	45	13
Tucoo	Cuiz-1	2028	0.36	0.34	31	11
Tucoo	Mixtli-1	2028	0.28	0.28	92	26
Tucoo	Nian-1	2029	0.26	0.25	48	12
Tucoo	CTZ_OPT-5	2029	0.38	0.35	31	11
Tucoo	Xolal-1	2029	0.29	0.28	46	13
Tucoo	Itoca-1	2030	0.35	0.34	51	18
Santa Ana	CTZ_OPT-11	2030	0.44	0.43	37	16
Cequi	CTZ_OPT-12	2030	0.28	0.26	58	16
Santa Ana	CTZ_OPT-14	2030	0.37	0.36	49	18
Tucoo	Acalli-1	2031	0.40	0.37	27	11
Tucoo	Pexoni-1	2031	0.33	0.32	35	12

* Valor medio.

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

^(a) Pozo delimitador que no incorpora reservas.

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias. Es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D sean integrados a los modelos 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. Se deberá reportar a la CNH la posible actualización del proyecto para verificar si existen modificaciones sustantivas que requieran una modificación en las asignaciones petroleras.

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

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

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

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

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	72.8	usd/barril
Precio de gas	6.0	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

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

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	157,162
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	54,322
Relación VPN/VPI =	peso/peso	2.89
Relación beneficio costo	peso/peso	3.54
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d
TIR	%	64.7

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores indicadores económicos como el mayor VPN, así como las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- b) 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 inclusive podría dejar de ser rentable después de impuestos.
- 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 presentada es la que presenta los mayores beneficios económicos.
- d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, se describe que los Proyectos de Exploración incluyen clase de costos III y IV para el primer año; y IV y V, para los siguientes. Por lo anterior, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

d) Ambiental

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

1. Proyecto de Perforación de 16 Pozos de Exploración del Proyecto Coatzacoalcos.
2. Proyecto Kuchkabal.

Al respecto, destaca lo siguiente:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-002866 de fecha 25 de julio de 2001, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto de Perforación de 16 Pozos de Exploración del Proyecto Coatzacoalcos” autorizado originalmente con una vigencia de 7 años, dicha vigencia fue ampliada 3 años más con el resolutivo S.G.P.A.-DGIRA/DG/2112/08 de fecha 10 de julio de 2008.
2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 de fecha 17 de enero de 2006 por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Kuchkabal” por un periodo de 15 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y el cual avala la perforación de 225 pozos exploratorios y 60 delimitadores en la Zona Exclusiva del Golfo de México, frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz.

Cabe destacar que el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/2112/08 correspondiente a la ampliación del “Proyecto de Perforación de 16 Pozos de Exploración del Proyecto Coatzacoalcos” carece de

vigencia, por lo que no se considerará como una autorización válida para amparar el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos.

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

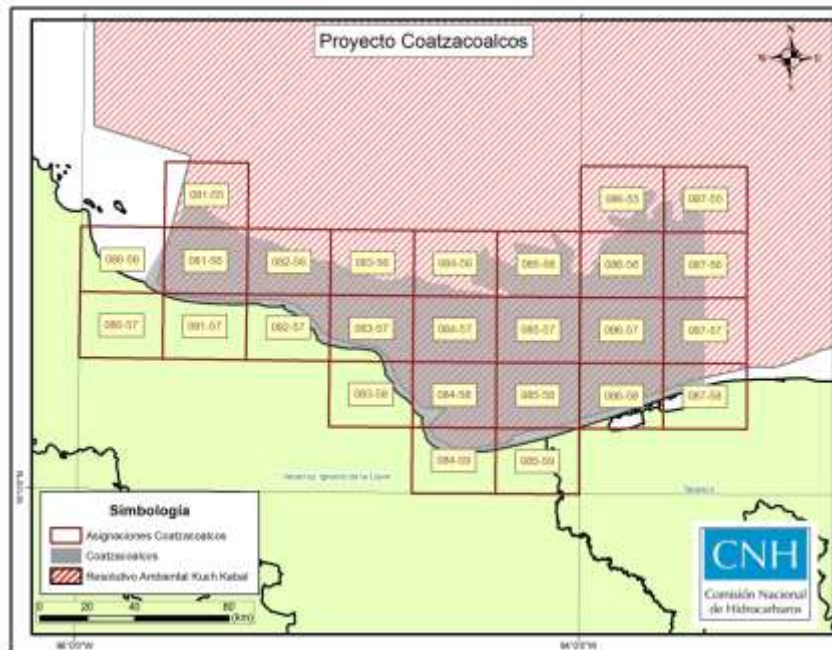


Figura 4.- Ubicaciones de las poligonales, de las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Marina Noreste y Suroeste.

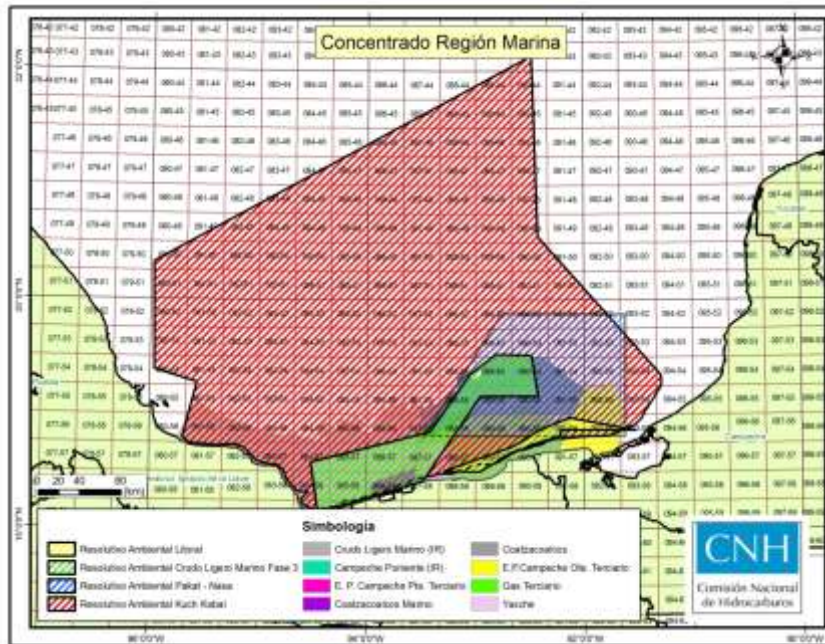
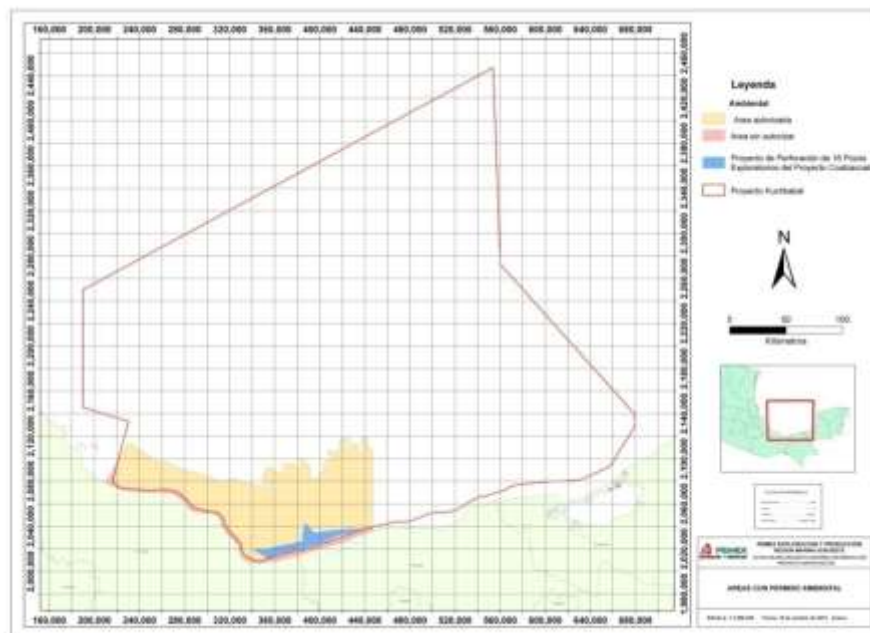


Figura 5. Área autorizada en el proyecto Coatzacoalcos para la perforación de pozos exploratorios (Fuente: Pemex).



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos.
- b) De acuerdo a las Figuras 1, 3, 4 y 5 las áreas 087-55, 082-56, 083-56, 084-56, 085-56, 086-56, 087-56, 084-57, 085-57, 086-57 y 087-57 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

Asimismo las áreas 080-56, 081-57, 082-57, 083-57, 084-58, 085-58, 086-58, 087-58, 084-59 y 085-59 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

El área 080-57 no cuenta con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

De acuerdo a la Figura 4, las áreas 087-56, 084-57, 085-57, 086-57, 087-57, 084-58, 085-58, 086-58 y 087-58 se encuentran amparadas parcialmente por el Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 correspondiente al Proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3”.

De acuerdo a la Figura 4, el área 087-56 se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 correspondiente al Proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa”.

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

- c) A pesar de que las áreas pertenecientes al Proyecto de Exploración Coatzacoalcos se encuentren amparadas hasta el año 2021 por la autorización correspondiente al “Proyecto Kuchkabal” (oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06), el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/2112/08 correspondiente a la ampliación del “Proyecto de Perforación de 16 Pozos de Exploración del Proyecto Coatzacoalcos” expiró el 10 de julio de 2011 por lo que las actividades descritas en este documento no pueden ser realizadas hasta que se gestione una ampliación de dicho resolutivo o una nueva autorización.
- d) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- e) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos 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, asociados a problemas mecánicos imprevistos que incrementan los tiempos y los costos, siendo los principales factores que alimentan el riesgo en la perforación de los pozos exploratorios. Asimismo el control de las zonas presurizadas, la profundidad de los pozos exploratorios que oscila

entre 1,300 y 7,000 metros (Para diferentes niveles estratigráficos), la mala ejecución de operaciones programadas, las altas temperaturas y el tipo de plataforma a utilizar para llevar a cabo la perforación de los pozos.

En la documentación presentada por Pemex, los principales riesgos son la parte correspondiente a la perforación y terminación de pozos considerando que se van a perforar 94 pozos exploratorios en el periodo 2012 - 2031, por lo que se debe tener un especial análisis sobre este punto, asimismo y en lo que se refiere al tipo de plataforma a utilizar.

Respecto a la parte de toma de información sísmica Pemex 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 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 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 tener con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- 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) 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.

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

VII. Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 259, 265, 268, 269, 270, 271, 272, 279, 280, 281, 282, 285, 286, 1213, 1614, 1616, 1618, 1621, 1448, 1449, 1436 y 1439, que la SENER considera como áreas 087-55, 080-56, 082-56, 083-56, 084-56, 085-56, 086-56, 087-56, 080-57, 081-57, 082-57, 083-57, 084-57, 085-57, 086-57, 087-57, 084-58, 085-58, 086-58, 087-58, 084-59 y 085-59 la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos, con base en la información que fue remitida y analizada.
- c) Se considera necesario que la Comisión sugiera a la SENER que otorgue un solo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.

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.

- d) 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.
- e) 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.
- f) 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 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) 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 deberá tender 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 Coatzacoalcos, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto de Explotación Cantarell. La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración del proyecto Cantarell, a efecto de reducir la carga financiera al mismo y dar mayor transparencia tanto al seguimiento de los proyectos como al análisis del portafolio de inversiones de Pemex; además, esto apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país y de los proyectos de explotación.
- g) En la documentación presentada, Pemex señaló que el proyecto Cantarell se documentó de forma integrada, sin desagregar cada uno de los proyectos exploratorios incluidos, por lo que el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos no se encuentra detallado dentro de la documentación de Cantarell. 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 Coatzacoalcos. 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 Coatzacoalcos 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 Coatzacoalcos, 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 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 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 Pemex para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una asignación petrolera, así como la información adicional que este órgano desconcentrado solicite.

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 259, 265, 268, 269, 270, 271, 272, 279, 280, 281, 282, 285, 286, 1213, 1614, 1616, 1618, 1621, 1448, 1449, 1436 y 1439, que la SENER considera como áreas 087-55, 080-56, 082-56, 083-56, 084-56, 085-56, 086-56, 087-56, 080-57, 081-57, 082-57, 083-57, 084-57, 085-57, 086-57, 087-57, 084-58, 085-58, 086-58, 087-58, 084-59 y 085-59, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Coatzacoalcos con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración Coatzacoalcos.

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2031	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	509	1,317	1,564	1,062	2,057	1,828	3,388	5,184	63,012	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	2	2	2	3	3	5	8	94	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(km2)	Programa	0	0	1,386	0	0	0	0	0	6,286	25
	(km2)	Real										
Seguimiento												
1.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	4	5	9	60	1,498	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	108	89	48	69	84	150	190	2,096	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	295	217	120	153	193	367	342	2,879	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.					