



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN YAXCHE

SEPTIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	6
III. MANDATO DE LA CNH	12
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	16
A) UBICACIÓN.....	16
B) OBJETIVO	17
C) ALCANCE.....	17
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	23
E) INDICADORES ECONÓMICOS	24
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	27
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	28
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	31
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	32
A) ESTRATÉGICA.....	32
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	32
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	33
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	33
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	33
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	34
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	35
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	36
v. <i>Productividad de pozos.</i>	36
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	37
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i>	40
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.....	40
D) ASPECTOS AMBIENTALES	43
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	52
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	56
VIII. CONDICIONANTES.....	60
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	63
ANEXO I.....	64

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 Explotación Yaxche.

El Proyecto de Explotación Yaxché es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Litoral de Tabasco, 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: 272, 273, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58 mediante oficio No. PEP-SPE-840/2010, fechado el 11 de noviembre del 2010 y recibido en la Secretaría el día 17 de noviembre del 2010.

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

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

1. Oficio No. 512.553-10 de fecha 22 de noviembre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto.
3. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
4. Oficio SPE-GRHYPE-036/2011 de fecha 23 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-016/2011, por lo cual envían la información actualizada del Proyecto atendiendo a las observaciones de esa dependencia y de la CNH.
5. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.

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. Principales alternativas.
- d. Estrategia de desarrollo y producción.
- e. Información económico financiera del proyecto.
- f. Plan de ejecución del proyecto.
- g. Seguridad industrial.
- h. Medio ambiente.

Asimismo, para la elaboración de este dictamen la CNH consideró los documentos siguientes:

- Estudios realizados al Proyecto de Explotación Yaxche enviados por medio del oficio SPE-722/10 del 13 de septiembre del 2010, por parte de la SPE de PEP, donde se incorpora la información del Dictamen “Integral Yaxche Pidiregas” realizado por la compañía Netherland Sewell International en el año 2002.
- Dictamen del Proyecto “Integral Yaxche Pidiregas” realizado en el 2004 por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Dictámenes del Proyecto “Integral Yaxche” realizados en el 2008 y 2009 por la compañía Corelab Reservoir Optimization.

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 explotación**

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de explotación, PEP debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, PEP presentó la evaluación de tres alternativas, sin embargo carecen de información, las cuales no incluyen el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- a) Explotación submarina.
- b) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- c) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- d) Abandono de campos.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación del mejor plan de desarrollo.

- **Ingeniería de yacimientos**

Derivado de la información proporcionada por PEP esta Comisión estima que el organismo descentralizado debe actualizar su modelo estático y dinámico, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar para llevar a cabo un mejor proceso de ubicación de pozos y /o la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- **Factor de recuperación**

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 24% en un horizonte de planeación a 24 años. Esta Comisión considera que este nivel de

recuperación se podría mejorar aplicando algún método de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

- ***Volumen original***

Se observa que el volumen original actualmente utilizado como referencia fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas, tales como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.

En este sentido, PEP debe revisar y actualizar sus estimaciones de volumen original.

- ***Seguridad Industrial***

El desempeño en materia de seguridad industrial y protección al entorno ecológico, es evaluado constantemente con auditorías, inspecciones y recorridos de Comisión Mixta de Seguridad e Higiene y compañías de reaseguro, en las cuales se detectan algunas anomalías que pueden poner en riesgo al personal, la instalación y al entorno. Dichas anomalías deben ser atendidas de inmediato para evitar situaciones que pongan en riesgo el proyecto.

Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, PEP deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Yaxché, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 75 y API RP 14J

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.

- ***Ambiental***

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en siete diferentes proyectos ambientales: Campeche Litoral Tabasco, Proyecto Litoral Tercera Etapa, Desarrollo de Campos Yaxche, Crudo Ligero Marino, Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2, Crudo Ligero Marino Fase 3 y Proyecto Kuchkabal.

En relación con estos proyectos, PEP obtuvo las siguientes autorizaciones:

Las áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06. Las áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo perteneciente al Proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3”. Cabe resaltar que el área 087-58 se encuentra amparada parcialmente por los oficios resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 y S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07. El área 088-58 se encuentra amparada parcialmente por el Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba”.

Es obligación de PEP verificar que las autorizaciones otorgadas por la SEMARNAT cubran las áreas en donde se desarrollan y desarrollarán las actividades, así como el tipo y la cantidad de las mismas.

- ***Dictamen y Condicionantes***

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

1. En un lapso no mayor a un año, Pemex deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto de Explotación Yaxche conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:

a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta Pemex en el Proyecto de Explotación Yaxche es 12% superior (Tabla 1) a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Reserva de aceite proyecto Yaxche.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	227	12%
Proyecto	202	
2P 2011	241	19%

Tabla 2. Reserva de gas proyecto Yaxche.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	143	21%
Proyecto	118	
2P 2011	187	58%

b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.

c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo de alternativas. Además, la alternativa seleccionada deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

- d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos, a partir del año 2028.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
 3. Pemex deberá informar de 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.
 4. Pemex deberá describir los modelos utilizados para la obtención de los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
 5. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial, que permita continuar con la operación de manera más segura.
 6. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente.
 7. 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, 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 las API RP 75 y API RP 14J.

8. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

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 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.

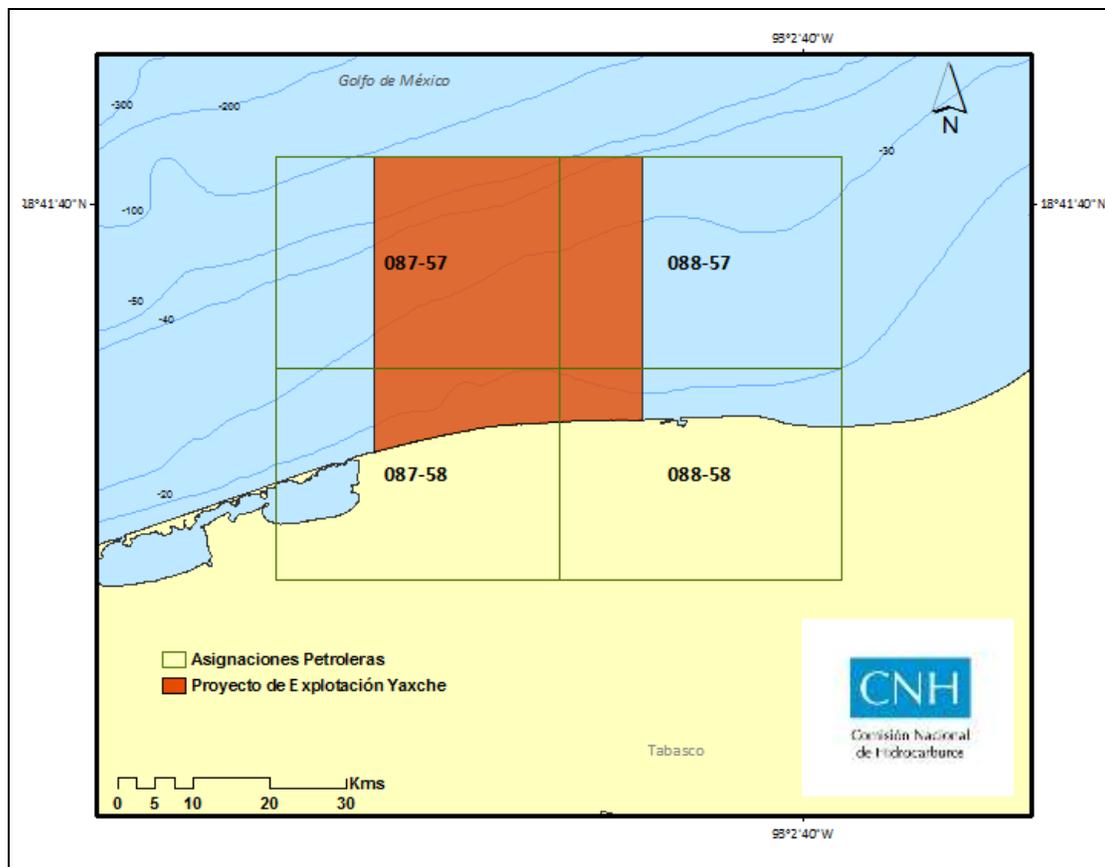
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante oficio SPE–GRHYPE-036/2011 de fecha 23 de febrero del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

Geográficamente el Proyecto de Explotación Yaxche se localiza en aguas territoriales del Golfo de México sobre la Plataforma Continental, a 13 kilómetros al N 50°W de la Terminal Marítima de Dos Bocas, en el Municipio de Paraíso, Tabasco, en tirantes de agua de 22 a 27 metros.

Figura 1. Localización del Proyecto de Explotación Yaxche.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo del proyecto es continuar con la explotación de los yacimientos de hidrocarburos que integran el Proyecto de Explotación Yaxche, para recuperar un volumen de aceite de 203 mmb y de gas 120 mmpc (226.19 mmbpce), en el período 2011-2034.

c) Alcance.

El Proyecto de Explotación Yaxche contempla perforar 20 pozos de desarrollo, así como, realizar la terminación de 21 pozos de desarrollo, 3 reparaciones mayores, 51 reparaciones menores y 35 taponamientos, así como construir la infraestructura necesaria, con una inversión 46,720 millones de pesos.

Para el desarrollo del proyecto PEP analizaron y evaluaron tres alternativas:

- **Alternativa 1.** La explotación de los yacimientos Yaxche Cretácico, Xanab Cretácico y Xanab JSK mediante flujo natural e implantación del sistema BEC en Yaxche Terciario.
- **Alternativa 2.** La explotación de los yacimientos Yaxche Cretácico, Xanab Cretácico, Xanab JSK y Yaxche Terciario mediante flujo natural.
- **Alternativa 3.** La explotación de los yacimientos Yaxche Cretácico, Xanab Cretácico y Xanab JSK mediante flujo natural e implantación del sistema de bombeo neumático (BN) en Yaxche Terciario.

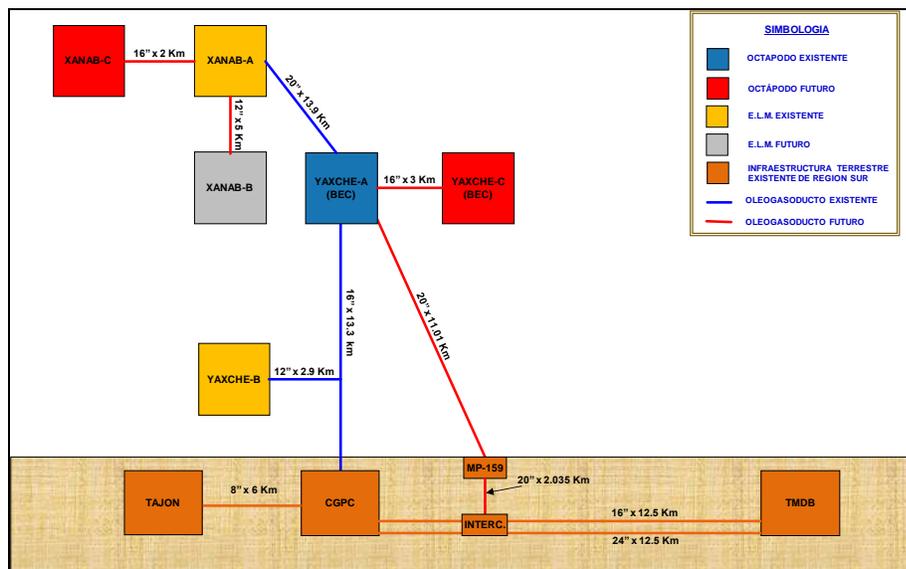
A continuación se describen las tres alternativas presentadas por Pemex.

Alternativa 1. Considera la Implantación del sistema BEC con generación de energía eléctrica desde las plataformas Yaxche-A y Yaxche-C.

La explotación de los yacimientos Yaxche Cretácico, Xanab Cretácico y Xanab JSK se llevará a cabo mediante flujo natural mientras que en el yacimiento Yaxche Terciario será implementado un sistema artificial de producción con el fin de incrementar la vida productiva de los pozos y los

gastos de producción. Se tiene contemplado la perforación de 20 pozos de desarrollo, la terminación de 21 pozos, 159 intervenciones a pozos (3 reparaciones mayores, 105 menores y 51 estimulaciones), la construcción de 3 estructuras marinas, la construcción y puesta en operación de 4 oleogasoductos. Adicionalmente, en esta alternativa se contempla la adecuación y reforzamiento de la plataforma Yaxche-A para la instalación del sistema artificial de producción (BEC) y todos sus sistemas auxiliares asociados. Por otro lado la estructura robusta Yaxche-C, desde su construcción será equipada con equipo superficial para el sistema BEC. En la Figura 2 se representa de forma esquemática la filosofía antes mencionada.

Figura 2. Suministro de servicios para el BEC en las plataformas Yaxche-A y Yaxche-C.



La plataforma Yaxche-A tendrá los siguientes equipos, además de contar con un contenedor habitacional para 12 personas.

- Sistema de generación eléctrica.
- Transformador por pozo.
- Servicios auxiliares de automatización y control.
- Sistemas de seguridad.

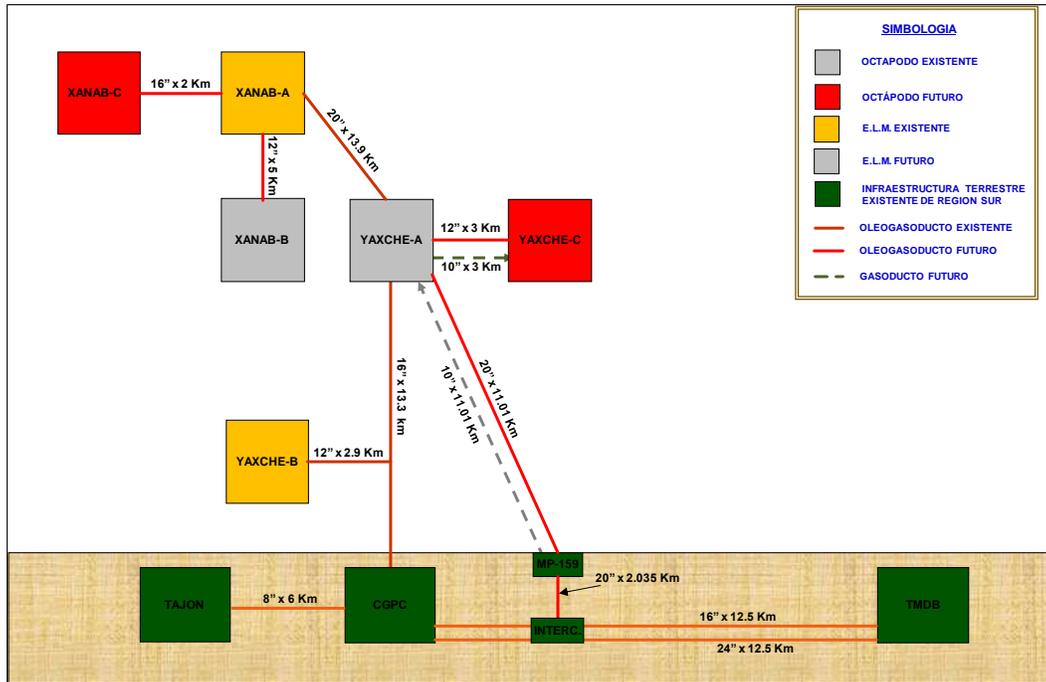
Alternativa 2. *Explotación de Yaxche Terciario mediante flujo natural.*

La explotación de los campos del Proyecto de Explotación Yaxche se llevará a cabo mediante flujo natural. Para esta opción se tiene contemplado la perforación de 20 pozos de desarrollo, la terminación de 21 pozos, 97 intervenciones a pozos (2 reparaciones mayores, 42 menores y 53 estimulaciones), la construcción de 3 estructuras marinas, la construcción y puesta en operación de 4 oleogasoductos. Cabe señalar que al explotar el yacimiento Yaxche Terciario mediante flujo natural los pozos que resultaran ser fluyentes dejarán de serlo cuando se tenga una presión de 350 a 390 kg/cm². Se ha podido observar que sin la incorporación de un sistema artificial de producción o bien algún proceso de recuperación incremental de hidrocarburos la vida productiva de los pozos pudiera llegar a ser muy corta, lo cual representa un decremento significativo en la relación costo beneficio del proyecto.

Alternativa 3. *Implantación del sistema de bombeo neumático (BN) y suministro de gas dulce desde la macropera del pozo Puerto Ceiba-159.*

La explotación de los yacimientos Yaxche Cretácico, Xanab Cretácico y Xanab JSK se llevará a cabo mediante flujo natural mientras que en el yacimiento Yaxche Terciario será implementado un sistema artificial de producción con el fin de incrementar la vida productiva de los pozos e incrementar los gastos de producción. Se tiene contemplado la perforación de 20 pozos de desarrollo, la terminación de 21 pozos, 106 intervenciones a pozos (2 reparaciones mayores, 47 menores y 57 estimulaciones), la construcción de 3 estructuras marinas, la construcción y puesta en operación de 4 oleogasoductos y 2 gasoductos para el transporte del gas separado. Adicionalmente, esta alternativa contempla la instalación de equipo de proceso para BN en el área de la MP del pozo PC-159. También se requiere la instalación de un cabezal de distribución de gas de BN y líneas de suministro en Yaxche-A así como interconexiones en la MP del pozo PC-159, separador horizontal, rectificador vertical, paquete de compresión, sistemas auxiliares, sistemas de seguridad y de automatización. En la Figura 3 se presenta un esquema de esta opción.

Figura 3. Suministro de servicios para el BEC en las plataformas Yaxche-A y Yaxche-C.



El gasto de gas de inyección requerido por cada uno de los pozos del terciario es de 2 mmpcd. De esta forma se está considerando para efectos de diseño un gasto máximo de 30 mmpcd. La presión de inyección requerida es de 175 Kg/cm², de acuerdo a los análisis realizados por el área de productividad.

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

En la Tabla 3, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 3. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	48	29
2012	56	34
2013	59	35
2014	53	32
2015	59	36
2016	47	29
2017	46	27
2018	39	23
2019	35	20
2020	29	16
2021	24	13
2022	22	11
2023	16	8
2024	12	6
2025	8	4
2026	4	2
2027	2	1
2028	0	0
2029	-	-
2030	-	-
2031	-	-
2032	-	-
2033	-	-
2034	-	-
Total	203 (mmb)	120(mmmpc)

En la Tabla 4 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto Yaxche.

Tabla 4.- Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite por ciento	gas por ciento
1P	389.45	251.26	25	42
2P	984.61	606.97	24	34
3P	1757.87	1134.31	26	36

En la tabla anterior se observa que los valores de los factores de recuperación, como fueron calculados por Pemex, están basados en la relación directa entre el volumen original y la reservas remanentes por categoría 1P, 2P y 3P respectivamente, considerando la producción acumulada.

- *Fr 1P= (Reserva Remanente 1P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (1P)*
- *Fr 2P= (Reserva Remanente 2P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (2P)*
- *Fr 3P= (Reserva Remanente 3P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (3P)*

Sin embargo, la Comisión recomienda que el factor de recuperación se referencie solamente al volumen original total (3P) y a las reservas remanentes para cada una de las categorías considerando también la producción acumulada.

- *Fr 1P= (Reserva Remanente 1P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (3P)*
- *Fr 2P= (Reserva Remanente 2P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (3P)*
- *Fr 3P= (Reserva Remanente 3P + Producción Acumulada)/ Volumen Original Total (3P)*

Lo anterior, se sustenta en la premisa de que el volumen original lo define la estructura total del yacimiento obtenido de un modelo estático y la reservas es el resultado del plan de explotación que se tenga de ese yacimiento definido en cada una de las categorías de reservas.

PEP ha reevaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis

del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas.

Las reservas remanentes de aceite y gas del proyecto de explotación Yaxche se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5 - Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	85.41	56.54	96.57
2P	242.1	153.16	272.4
3P	471.65	303.4	531.7

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2034 en el proyecto es de 46,720 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 6,394 millones de pesos, como se describe en la Tabla 6.

Tabla 6. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión (mmpesos)	Inversión abandono (mmpesos)	Ingresos antes de impuestos (mmpesos)	Qo (mbpd)	Qg (mmmpcd)	Costos operativos (mmpesos)
2011	5,841	-	19,331	48	29	531
2012	5,673	-	22,537	56	34	634
2013	5,658	-	23,723	59	35	670
2014	5,785	-	21,477	53	32	626
2015	3,027	-	23,731	59	36	667
2016	2,387	-	19,040	47	29	544
2017	3,267	-	18,553	46	27	507
2018	2,879	-	15,791	39	23	432

2019	3,020	-	14,043	35	20	383
2020	1,914	-	11,544	29	16	318
2021	1,986	-	9,651	24	13	275
2022	1,225	-	8,761	22	11	244
2023	883	-	6,359	16	8	181
2024	532	-	4,891	12	6	143
2025	521	313	3,179	8	4	100
2026	116	30	1,619	4	2	77
2027	102	87	865	2	1	42
2028	2	284	164	0	0	18
2029	-	528	-	-	-	-
2030	-	309	-	-	-	-
2031	-	47	-	-	-	-
2032	-	227	-	-	-	-
2033	-	60	-	-	-	-
2034	-	16	-	-	-	-
Total	44,818	1,902	225,258	203	120	6,394

(mmb) (mmmpc)

Fuente: PEP

e) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando un precio promedio del proyecto de 76.2 dólares por barril para el aceite y 7.3 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 por ciento anual y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar, en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos vigente.

En el horizonte 2011-2034, el proyecto requiere una inversión de 46,720 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 225,258 millones de pesos. El gasto de operación de 6,394 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 7. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Gastos de operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos
2011	531	5,841	18,257	1,074	19,331	12,958	-309
2012	634	5,673	21,273	1,264	22,537	16,230	933
2013	670	5,658	22,438	1,285	23,723	17,395	1,284
2014	626	5,785	20,309	1,168	21,477	15,067	483
2015	667	3,027	22,400	1,331	23,731	20,037	3,929
2016	544	2,387	17,973	1,067	19,040	16,109	3,185
2017	507	3,267	17,565	987	18,553	14,778	2,176
2018	432	2,879	14,950	841	15,791	12,480	1,754
2019	383	3,020	13,313	730	14,043	10,641	1,099
2020	318	1,914	10,951	593	11,544	9,312	1,467
2021	275	1,986	9,160	491	9,651	7,390	831
2022	244	1,225	8,340	421	8,761	7,291	1,333
2023	181	883	6,065	294	6,359	5,294	968
2024	143	532	4,669	222	4,891	4,216	888
2025	100	834	3,034	145	3,179	2,245	82
2026-2034	137	1,809	2,521	127	2,648	702	-1,098
Total	6,394	46,720	213,217	12,041	225,258	172,144	19,005

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Indicadores Económicos (mmpesos).

Indicadores económicos		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	102,164	10,072	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI =	29,426	29,426	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	3.47	0.34	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C =	4.07	0.35	peso/peso

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN de 102,164 millones de pesos antes de impuestos y de 10,072 millones de pesos después de impuestos.

La Comisión observa que la relación beneficio costo después de impuestos, calculada por PEP, no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente neto positivo del proyecto en la alternativa 1. La Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.

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 opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el proyecto Yaxche, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.553-10 respecto de las asignaciones denominadas petroleras 272, 273, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58.

Recibida la solicitud, la CNH verificó que la documentación entregada contuviera la información necesaria para iniciar su 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.

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico económica del Proyecto; así como la actualización correspondiente de información adicional requerida por esta Comisión.

De conformidad con el índice de información aprobado por la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10 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; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Suficiente	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	

2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:
3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Suficiente	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario:

3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Suficiente	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	Comentario:
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	

Suficiente	Comentario:
7. Seguridad industrial	
7.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como 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:
8. Medio Ambiente	
8.1 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 dictaminar, ésta observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con el tema de consistencia en la información que proporciona Pemex. A continuación se describen dichas observaciones a efecto de que se tomen en consideración y se tomen las acciones necesarias para atender la problemática.

- 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 PEP 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 producción y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto Yaxche, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Geológicos, geofísicos y de ingeniería.
- Económicos.
- Ambientales.
- Seguridad industrial.

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEP debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas a debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, estimulación, recuperación secundaria y/o mejorada, explotación submarina.

La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no evalúa, para todos los campos del proyecto, la aplicabilidad de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada. En este sentido, PEP debe evaluar métodos de recuperación secundaria y mejorada para todos los campos.

- b) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad en el largo plazo.

ii. **Formulación del proyecto**

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- b) Para incrementar la reserva del proyecto PEP debe incorporar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos del Proyecto Yaxche.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) Para los carbonatos fracturados del Cretácico, es recomendación de esta Comisión que se realicen modelos de fracturas en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los campos. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en la literatura no deben de ser desarrollados de la misma manera para todos los campos, ya que cualquier variable puede aportar cambios significativos al estudio.

- b) Debido a la complejidad de estos yacimientos naturalmente fracturados del Cretácico, es necesario que se desarrollen modelos de doble porosidad y permeabilidad.
- c) Es recomendación de esta Comisión que PEP tome registros de producción continuamente para el control y seguimiento del movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo alto de canalización de agua de formación a través de fracturas en los yacimientos naturalmente fracturados.

ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P de aceite del proyecto representan el 1.37% de las reservas totales 2P del país y el 0.58% de las reservas de gas.
- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- d) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas.
- e) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta Pemex en el proyecto Yaxche es 12% superior a la que da soporte el proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 9. Reserva de aceite proyecto Yaxche.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	227	12%
Proyecto	202	
2P 2011	241	19%

Tabla 10. Reserva de gas proyecto Yaxche.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	143	21%
Proyecto	118	
2P 2011	187	58%

iii. Ingeniería de yacimientos.

- a) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, la Comisión considera necesario que se cuenten con estudios sobre los mecanismos de empuje de los yacimientos principales que intervienen en la producción de hidrocarburos, con los cuales se puedan conocer los porcentajes de contribución de cada uno en toda la historia de explotación y apoyar en el desarrollo integral del proyecto.
- b) La Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite del yacimiento, tanto en matriz como en fractura, incluyendo las zonas desplazadas por el agua y por gas.
- c) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, la Comisión considera necesario que para cada tipo de aceite de este proyecto PEP realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con todos los tipos fluidos de las formaciones productoras representativas.

- d) PEP deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que es indispensable que PEP cuente con un modelo composicional de simulación numérica para los campos donde aplique.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) Es necesario que PEP establezca un proceso riguroso para las reparaciones de los pozos, ya que esta estrategia aumentará el potencial de producción y permitirá tener acceso a las reservas que pudieron haber sido dejadas atrás. De acuerdo con lo anterior, la CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.
- b) PEP debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación mejorada.

v. Productividad de pozos.

Las pruebas de presión-producción son importantes para la elaboración de un modelo dinámico basado en la caracterización de los yacimientos (más aun en el caso yacimientos naturalmente fracturados donde es de vital importancia caracterizar bien el comportamiento de flujo entre matriz-fractura), y estudios de productividad, los cuales además, son elementales para el diseño de pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEP realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, en el caso de los yacimientos que describen el flujo entre el sistema matriz-fractura, además para apoyar en la caracterización de los yacimientos y

estudios de productividad, elementales para el diseño de estimulaciones y pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

vi. Instalaciones superficiales

vi.1 Abandono de Instalaciones

Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se considere la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

vi.2 Manejo de la producción.

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, PEP considera que es suficiente para el manejo de su producción.

- a) La CNH observa que PEP no presenta programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que esto debe quedar considerado en la estrategia del proyecto. Lo anterior, en virtud de que de acuerdo con el perfil de producción, se espera llegar a años posteriores al 2026, por lo que un aspecto importante a considerar en las instalaciones es que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

vi.3 Manejo y aprovechamiento de gas:

- a) La Comisión considera que es necesario que PEP lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa de aprovechamiento de gas para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo. Lo anterior, considerarlos en el cumplimiento a la Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

vi.4 Medición.

PEP menciona que la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación, lleva a cabo los análisis de laboratorio para determinar la calidad de los fluidos producidos por los pozos en donde algunos análisis son tomados a condiciones de bajante, pero la mayoría son tomados a condiciones de cabeza de pozo. Los análisis consisten en cromatográficos de gas y caracterizaciones de crudo.

Respecto a la medición del volumen de producción y de acuerdo a la filosofía de explotación del proyecto, la medición de la producción de los pozos se lleva a cabo actualmente de forma separada en cada una de las instalaciones costa afuera que se encuentran produciendo, para Xanab-A se hace mediante separador de prueba y para Yaxche-A se realiza por medio de medidores tipo Coriolis para aceite y ultrasónicos para gas.

Asimismo menciona que la producción total del proyecto se mezcla con la producción de los campos Puerto Ceiba y Tajón, pertenecientes a la Región Sur, la mezcla total se mide en la TMDB.

Para este proyecto como cualquier otro de explotación es importante evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos, con base en la cual se establecerá su valor económico y/o la

causación del pago de impuestos correspondientes, realizar la medición de los hidrocarburos tanto, dinámicas dentro de los procesos de transporte, como estáticas de inventarios en tanques serán de vital importancia en el conocimiento de la producción real de los campos y por lo tanto del proyecto.

Asimismo realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mesurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, serán importantes en la determinación del volumen total de producción.

Dar un seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición en general de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento serán elementos que permitirán al proyecto evaluar y cuantificar su eficiencia operativa.

- a) Con todo lo mencionado, la Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que bajo un enfoque integral, se busque alcanzar en el proyecto y su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada, todo ello con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición, siendo la más precisa la referida para venta y transferencia de custodia, con mayor incertidumbre la que se presenta en los pozos y primeras etapas de separación.

El objetivo del Plan Estratégico de Medición es estructurar un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEP en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse

mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.

- b) Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones de los proyectos de PEP Exploración y Producción, así como un detalle más preciso de la gestión y gerencia de medición y su plan estratégico, serán aquellas establecidas en los lineamientos que la CNH emitió mediante resolución CNH.06.001/11 del 30 de junio de 2011.

vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Dada la heterogeneidad de los yacimientos y la posible aplicación de métodos de inyección de agua, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por agua, y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.
- b) En este proyecto no se consideran métodos de recuperación secundaria y mejorada para todas las formaciones productoras, por lo que la Comisión recomienda que para incrementar las reservas del proyecto, PEP debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los yacimientos del proyecto. Para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEP debe incluir un programa donde se especifiquen las actividades principales a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

c) Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto Yaxche es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Por un lado, se analiza el presupuesto asignado al proyecto, los montos de inversión, de costos, de producción de aceite y gas, de ingresos totales y de flujos de efectivo. Por otro lado, se desglosa el régimen fiscal publicado en la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se estiman los derechos que corresponde cubrir a PEP.

Los supuestos económico-financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del crudo igual a 76.2 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 7.3 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 11 se muestra los resultados de PEP.

Tabla 11. Alternativa 1. Indicadores económicos PEP.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de impuestos	Después de impuestos
VPN	MMP	102,164	10,072
VPI	MMP	29,426	29,426
VPN/VPI	peso/peso	3.47	0.34
VPGT	MMP	np	np
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	4.07	0.35
VPN/VP Egresos	peso/peso	np	np
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d	n/d
TIR	% anual	n/d	n/d

(n/d) no disponible

(np) no se presentó en el documento de Pemex.

- a) La relación beneficio costo después de impuestos que PEP presentó en el proyecto (ver apartado del resumen) no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente positivo del proyecto en la alternativa 1. Esta situación no cambia la decisión del proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.
- b) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- c) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- d) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.
- d) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes y después de impuestos a partir del año 2028, por lo que si el objetivo es maximizar la renta petrolera (como lo señala la ley) y no el volumen de hidrocarburos, se debe dialogar con PEP y mencionar que una transición a campos con mejores resultados económicos o con una optimización en su operación resultarán en mayores valores presente netos y mejores indicadores económicos.
- e) En el desarrollo del proyecto Yaxché se debe ser cauteloso; después de impuestos, una caída en el nivel de producción proyectado de 23% o un aumento en 30% de los costos

totales harían que el proyecto dejara de ser rentable. La Comisión recomienda dar un riguroso seguimiento al proyecto, donde PEP evalúe estructuras de costos más eficientes y construya los canales hacia una mayor productividad del proyecto en su etapa final.

- f) La rentabilidad del proyecto aumentaría si el periodo de extracción se limita (antes de que los flujos de efectivo sean negativos); de ser este el caso, se observaría un incremento del VPN; dicha situación podría evaluarse a futuro.

d) Aspectos Ambientales

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 siete diferentes proyectos ambientales:

1. Campeche Litoral Tabasco.
2. Proyecto Litoral Tercera Etapa.
3. Desarrollo de Campos Yaxché.
4. Crudo Ligero Marino.
5. Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2.
6. Crudo Ligero Marino Fase 3.
7. Proyecto Kuchkabal.

En relación con estos proyectos, PEP obtuvo las siguientes autorizaciones:

1. Oficio resolutivo D.O.O.P.0146-95 de fecha 15 de marzo de 1995 por el que la Dirección de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental autoriza de manera condicionada la ejecución del Proyecto “Campeche Litoral Tabasco” con una vigencia prorrogable a criterio de la Secretaría y acorde al alcance de las actividades autorizadas. Dicha autorización será invalidada cuando se incumpla alguna de las condicionantes establecidas.

2. Oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DEI.0180.03 de fecha 15 de agosto de 2003 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Litoral Tercera Etapa” el cual consiste en la perforación de 14 pozos exploratorios y 9 delimitadores utilizando plataformas autoelevables.

3. Oficio resolutivo DGGIMAR.710.000997 de fecha 7 de marzo de 2005 por el que la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas (DGGIMAR) autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Campos Yaxché” con una vigencia prorrogable a criterio de la Secretaría y acorde al alcance de las actividades autorizadas. Dicha autorización será invalidada cuando se incumpla alguna de las condicionantes establecidas. Las actividades autorizadas son:

- Instalación de una Plataforma Fija Tipo Octápodo: Yaxché A.
- Perforación de 7 pozos de producción: Yaxché-3, Yaxché-23, Yaxché-2, Yaxché-25, Yaxché-33, Yaxché-5 y Yaxché 31.
- Construcción de un oleogasoducto.

4. Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA-002559 de fecha 2 de julio de 2001 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Crudo Ligero Marino”, con el cual fue autorizado el proyecto integral y la fase de producción temprana del mismo en materia de riesgo.

- Primera modificación al Proyecto “Crudo Ligero Marino” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DEI.2983-04 emitido el 18 de noviembre de 2004, en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza las siguientes actividades:

- a) Cancelación de las siguientes obras:
 - Plataforma de Compresión Tipo Octápodo.
 - Dos oleogasoductos.

b) Obras y actividades nuevas:

- Cinco oleogasoductos.
- Un gasoducto.
- Tres plataformas para perforación de pozos marinos.
- Veinte pozos de desarrollo.
- Reforzamiento y obra electromecánica para dos estructuras aligeradas tipo Sea Pony.

c) Corrección de las coordenadas de ubicación para 24 obras.

- Segunda modificación al Proyecto “Crudo Ligero Marino” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0278-05 emitido el 24 de mayo de 2005 y en la cual la DGIRA autoriza de manera condicionada:

- Incluir a la plataforma de enlace PE-1, un módulo habitacional con capacidad para 38 personas y equipos adicionales para seguridad y servicios.
- Perforación de dos pozos de desarrollo a partir de una plataforma existente.
- 10 plataformas de perforación para la perforación de 35 pozos de desarrollo.
- 4 gasoductos.
- 4 oleogasoductos.

- Tercera modificación al Proyecto “Crudo Ligero Marino” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.1188-05 emitido el 21 de octubre de 2005 y en la cual la DGIRA autoriza de manera condicionada:

- Sustitución de un pozo: May-51 sustituye a May-9.
- Cambio de nombre de un pozo: Sinan-151 cambia de nombre a Sinan-151A.
- Sustitución y reubicación de dos pozos: PM1-162 y PM2-167 sustituyen a May-104 y May-134 respectivamente.
- Reubicación de 20 pozos: Sinan-13, Sinan-14, Sinan-55, Sinan-57, Sinan-111, Sinan-114, Sinan-118, Sinan-154, Sinan-156, Sinan-191, Sinan-198, Sinan-253,

Sinan-1238, Bolontiku-11, Bolontiku-12, May-4, May-5, May-6, May-113 y May-155.

- Reubicación de coordenadas y cambio de nombre de las plataformas Citam-A, Yaxché-B y Costero-A por Yaxché-33, Bolontiku-B y Costero-71.
- Reubicación de 49 pozos que se realizarán en las plataformas de los campos Sinan, Bolontiku y May.

5. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0378.06 de fecha 16 de marzo 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” en éste se avala la instalación de siete plataformas aligeradas de exploración y siete ductos marinos así como la perforación de pozos.

- a. Primera modificación al “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.2156-06 emitido el 10 de octubre de 2006 y en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza la instalación y operación de estructuras adosadas en las plataformas de perforación Sinan-D y Yaxché-A.
- b. Segunda modificación al “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.1921-07 emitido el 7 de septiembre de 2007 y en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza la ampliación de la vigencia del resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0378.06 y de sus respectivas modificaciones por 20 años a partir del año 2007 y las siguientes actividades:
 - Instalación de dos plataformas satélite no tripuladas: Kab-A y May-E.
 - Perforación de 8 pozos.
 - Tendido de 4.1 km de oleogasoductos.

c. Tercera modificación al “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.1592-08 emitido el 26 de mayo de 2008 y en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza las siguientes actividades:

- Cambiar el nombre de la plataforma Yaxché-33 por Yaxché-B y adicionar tres pozos.
- Cambiar el nombre de la plataforma Xnab-1 por Xanab-A y adicionarle dos pozos.
- Cambiar el nombre del oleoducto “Yaxché-33 a Interconexión submarina con disparo en Yaxché-A” por “Yaxché-B a Interconexión submarina”, sus coordenadas geográficas, así como el diámetro.
- Asignar el nombre al oleoducto “Xanab-A a Yaxché-A”, especificar sus coordenadas geográficas, así como el diámetro y largo del ducto.
- Cambiar de ubicación al pozo May-5, para ubicarlo en la plataforma May-DL-1.
- Sustituir el pozo May-51 por el Pozo May-9.
- Perforar el pozo May-9 en la plataforma May-B.

d. Cuarta modificación al “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DESEI.0926-08 emitido el 31 de julio de 2008 y en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza la corrección de los nombres de plataformas mencionados en el oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.1592-08.

e. Quinta modificación al “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.7972-09 emitido el 10 de diciembre de 2009 y en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza las siguientes actividades:

- Perforación de tres pozos de desarrollo y la instalación de sus respectivos conductores.

- Adecuar los pozos en una estructura tipo plataforma que se encuentra adosada a la plataforma existente Yaxché-A.
- f. Sexta modificación al “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.1868-09 emitido el 22 de abril de 2009 y en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza incrementar el diámetro de dos oleogasoductos.

6.- Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 de fecha 26 de noviembre de 2010 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3” por un periodo de 20 años a partir de la emisión del resolutivo y en el cual se avala la perforación de 127 pozos de desarrollo, la instalación de 26 plataformas y la construcción de 26 oleogasoductos.

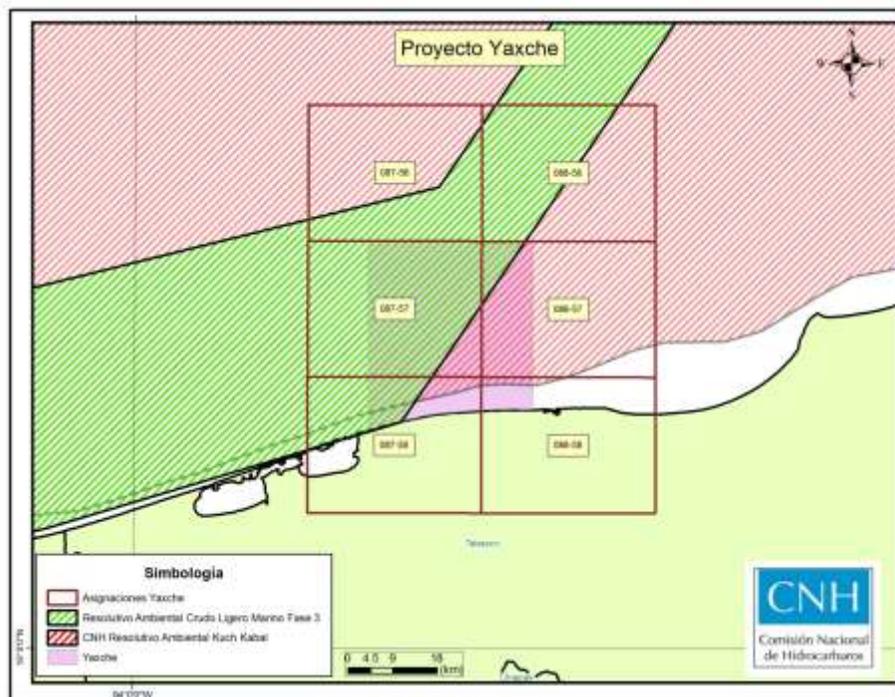
7.- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 de fecha 17 de enero de 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Kuchkabal” por un periodo de 15 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y el cual avala la perforación de 225 pozos exploratorios y 60 delimitadores.

Con respecto a las actividades que se contemplan realizar en el Proyecto de Explotación Yaxché, PEP señala lo siguiente:

Tabla 12. Comparativa de las actividades autorizadas en los Manifiestos de Impacto Ambiental y lo realizado en el proyecto.

Actividades realizadas	Autorización No.	Fecha	Descripción en autorización	observaciones
Octapodo Yaxche-A	S.G.P.A.DGIRA.DEI.2983.04	18/11/2004	Octapodo Yaxche-A	Ninguna
Oleogasoducto 16" x 13.3 km Yaxche-A - CGPC (Cabezal General Puerto Ceiba)	S.G.P.A.DGIRA.DEI.2983.04	18/11/2004	Ducto de 16" x 13.3 km Plataforma de perforación Yaxche A- Cabezal Puerto Ceiba	Ninguna
Estructura ligera marina Yaxche-B	S.G.P.A.DGIRA.DDT.0278-05	24/05/2005	Sea Horse Yaxche-B	Ninguna
Estructura ligera marina Xanab-A	S.G.P.A.DGIRA.DG.1592-08	26/05/2008	Aligerada Xanab-A	Ninguna
Oleogasoducto 20" x 13.9 km Yaxche A - Xanab-A	S.G.P.A.DGIRA.DG.1592-08	26/05/2008	Ducto 12" x 13.9 km de Xanab-A-Yaxche A	Se solicitó la modificación de 12" a 20" a la SEMARNAT, obteniéndose la autorización No. S.G.P.A.DGIRA.DG.1868-09
Oleogasoducto 12" x 2.9 km Yaxche B - Interconexión	S.G.P.A.DGIRA.DESEI.0926-08	31/07/2008	Ducto 12" x 2.9 km Yaxche B - Interconexión submarina	Ninguna
13 pozos existentes en Yaxche	S.G.P.A.DGIRA.DEI.2983.04	18/11/2004	Autorización para perforar 7 pozos en Yaxche-A	Se asignó denominación o nombres a los pozos.
	S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06	17/01/2006	Autorización para pozos exploratorios y delimitadores	Ninguna
	S.G.P.A.DGIRA.DDT.2156.06	10/10/2006	Autorización para perforar 3 pozos en la Estructura Yaxche-A Adosada.	No se asignó denominación o nombre a los pozos.
	S.G.P.A.DGIRA.DG.1921.07	07/09/2007	Autorización para perforar 3 pozos en Yaxche-A.	No se asignó denominación o nombre a los pozos.
	S.G.P.A.DGIRA.DG.1592-08	26/05/2008	Autorización para perforar 6 pozos en Yaxche-B.	No se asignó denominación o nombre a los pozos.
3 pozos existentes en Xanab	S.G.P.A.DGIRA.DG.7972-2009	10/12/2009	Autorización para perforar 3 pozos en la Estructura Yaxche-A Adosada.	No se asignó denominación o nombre a los pozos.
	S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06	17/01/2006	Autorización para pozos exploratorios y delimitadores	Ninguna
	S.G.P.A.DGIRA.DDT.0378.06	16/03/2006	Autorización para perforar 4 pozos en Xanab-1.	No se asignó denominación o nombre a los pozos.
	S.G.P.A.DGIRA.DG.1592-08	26/05/2008	Autorización para perforar 6 pozos en Xanab-A.	No se asignó denominación o nombre a los pozos.

Figura 4.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Yaxché.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 4, las áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 perteneciente al “Proyecto Kuchkabal”.

Las áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 perteneciente al Proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3”.

Cabe resaltar que el área 087-58 se encuentra amparada parcialmente por los oficios resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes” y S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba”.

El área 088-58 se encuentra amparada parcialmente por los oficios resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva” y S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba”.

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

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Esta Comisión recomienda que PEP señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto, para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) 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 Explotación Yaxche, 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.
- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en el oficio resolutivo mencionado con su respectiva modificación para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- h) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.
- i) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, el oficio resolutivo resulta necesario para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el Proyecto de Explotación Yaxche 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) Aspectos de Seguridad Industrial.

PEP menciona que en el Activo Integral Litoral de Tabasco, lugar en donde se encuentra adscrito el proyecto de Explotación Yaxché, se cuenta con personal de amplia experiencia en el manejo de la producción; además de la experiencia del personal que ha operado la infraestructura de explotación en otras regiones de Pemex Exploración y Producción.

Asimismo se menciona que la auditoria es un proceso sistemático, independiente y documentado, para obtener evidencias y evaluarlas de manera objetiva, con el fin de determinar el cumplimiento de los estándares y requisitos establecidos y que mediante la aplicación de Auditorías Internas y Externas de Seguridad Industrial y Protección Ambiental realizadas por los diversos comités de PEP, se emiten las recomendaciones o anomalías, las cuales mediante un mecanismo se da el control y seguimiento a la atención de las mismas donde este mecanismo considera el análisis, la jerarquización, el programa de atención, las fechas de ejecución y los responsables de atención a las recomendaciones o anomalías.

La seguridad industrial debe verse como un sistema de administración integral, 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.

- **Identificación de Riesgos.**

Para la perforación y terminación de pozos así como en la instalación y operación de instalaciones, resulta importante que PEP cuente con un proceso bien definido, que aunado a los que ya tiene, identifique los riesgos bajo metodologías establecidas en la industria como lo son: Hazop, What if, listas de verificación entre otras

Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse a lo ya hecho por PEP con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se recomienda revisar lo establecido en las normas API RP 75 y API RP 14J.

Asimismo y como complemento para la evaluación de los riesgos operativos se deben hacer estudios para la detección de anomalías, debiendo especificar si estas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de PEP, así como el programa o acciones para la atención de las mismas.

- **Evaluación de Riesgos.**

Para 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.

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.

En muchas de las operaciones de perforación y de instalación, así como mantenimiento de instalaciones, intervienen empresas externas, 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.

Con base en el análisis a los procesos desarrollado en el año 2008 en el estudio: “Evaluación de análisis de riesgo en los procesos y reposicionamiento del riesgo de la Plataforma de Enlace y sus Plataformas Satélites del Activo Integral de Explotación Litoral Tabasco”; se encontró en este estudio, el cual basa sus resultados en la identificación de los riesgos potenciales de los procesos mediante la aplicación de las técnicas: HAZOP y Listas de Verificación, se realizó la evaluación cuantitativa de riesgos identificando los accidentes de interés (escenarios), a través de la evaluación de la frecuencia y las consecuencias esperadas de estos. Se evaluaron 1,169 escenarios para los riesgos de daño al personal, daños a la producción, daño a las instalaciones y daños ambientales; de tal manera que el resultado arroja un panorama de ocurrencia alto, medio o bajo.

- a) La Comisión recomienda ampliamente que este proyecto, como cualquier otro, debe tener un enfoque basado en la administración de riesgos, con el propósito de brindar un punto de vista íntegro a la seguridad en la industria, y que provea de igual manera una vida útil extendida al activo y una optimización en la producción.
- b) La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice PEP 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.

- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 75 y API RP 14J.
- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.
- e) La CNH considera necesario que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posible.
- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, PEP deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Conclusiones y recomendaciones

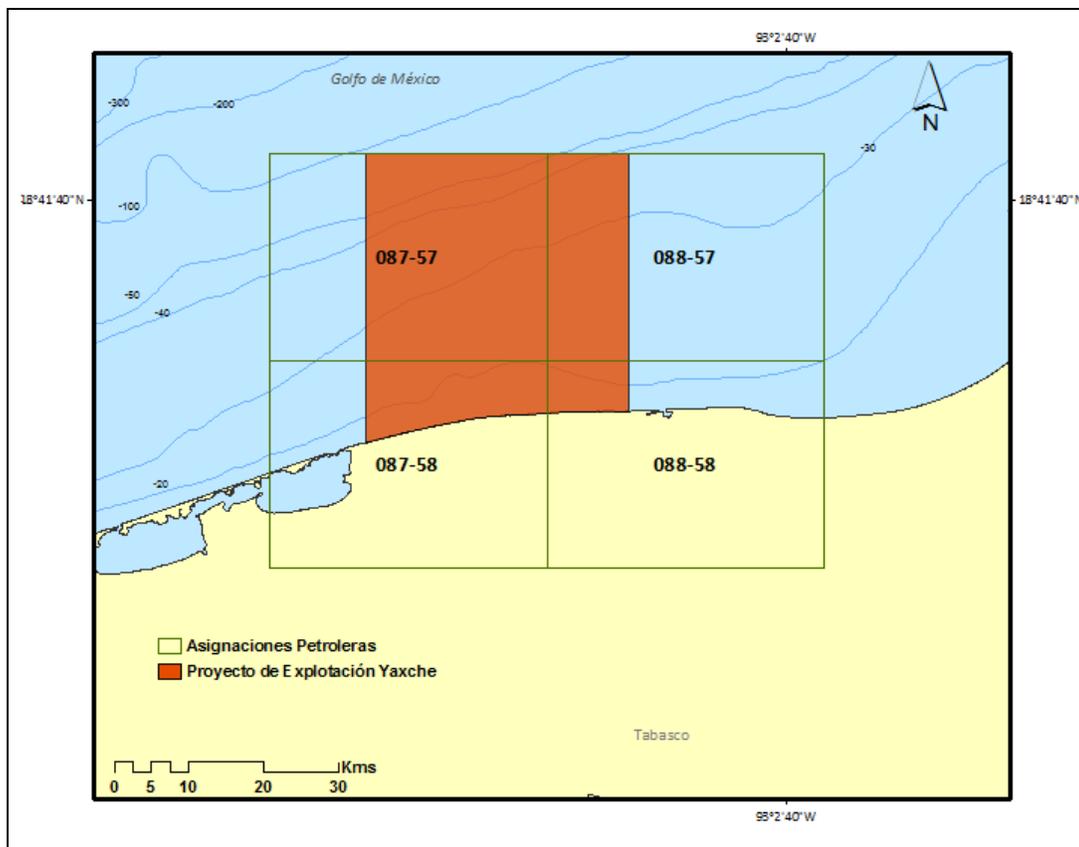
CONCLUSIONES

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 al Proyecto Yaxche.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números petroleras 272, 273, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58. Ver Figura 5.

Figura 5. Asignaciones Petroleras del Proyecto Yaxche



- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la SENER que valore la conveniencia de otorgar un sólo 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 generar modificación sustantiva deberá presentar el proyecto de acuerdo a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

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

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del Proyecto de Explotación Yaxche como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante PEP 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) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) Pemex deberá 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.
- d) 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.
- e) Los campos del Proyecto de Explotación Yaxche requerirán de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y/o mejorada para incrementar el factor de recuperación del proyecto. Dicha situación debe considerarla en el análisis y evaluación de alternativas.
- f) PEP debería desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de predicción de producción utilizados.
- g) Es recomendable que se actualice el modelo estático con la nueva información que se ha recopilado del campo en los últimos años, el cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar.
- h) Las actualizaciones de los permisos ambientales deberían detallar las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por PEP no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento, así como la totalidad de los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados.
- i) La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que bajo un enfoque integral, se busque alcanzar en el proyecto y su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada, todo ello con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la

medición, siendo la más precisa la referida para venta y transferencia de custodia, con mayor incertidumbre la que se presenta en los pozos y primeras etapas de separación.

- j) La Comisión recomienda que Pemex incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad del proyecto en el largo plazo.

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 Yaxche como Favorable con condicionantes, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante PEP 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 PEP 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. Adicionalmente, PEP debe 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 PEP y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto Yaxche, 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. En un lapso no mayor a un año, Pemex deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto de Explotación Yaxche conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta Pemex en el Proyecto de Explotación Yaxche es 12% superior (Tabla 13) a la que da

soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 13. Reserva de aceite proyecto Yaxche.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	227	12%
Proyecto	202	
2P 2011	241	19%

Tabla 14. Reserva de gas proyecto Yaxche.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	143	21%
Proyecto	118	
2P 2011	187	58%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
 - c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo de alternativas. Además, la alternativa seleccionada deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
 - d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos, a partir del año 2028.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos

- de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
3. Pemex deberá informar de 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.
 4. Pemex deberá describir los modelos utilizados para la obtención de los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
 5. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial, que permita continuar con la operación de manera más segura.
 6. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente.
 7. 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, 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 las API RP 75 y API RP 14J.
 8. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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.

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

En términos de los comentarios, 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 Explotación Yaxche.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: petroleras 272, 273, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-57, 088-57, 087-58 y 088-58.

Métricas del Proyecto Yaxche.

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN

Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva. Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación".	Unidades	2011	2012	2013	2014	2015	(2016-2034)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	5,841	5,673	5,658	5,785	3,027	20,736	46,720	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	531	634	670	626	667	3,266	6,394	10
Qo Promedio.	(mbd)	48	56	59	53	59	-	203 (mmb aceite)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.									
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	3	3	2	3	4	5	20	NA
Terminación.	(número)	2	5	2	3	4	5	21	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

* Pemex: Falta definir por parte del operador

Se deberá vigilar que la variación de las inversiones no sea mayor a 10% en el total y de manera anual.