



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



**GOBIERNO  
FEDERAL**

# **DICTAMEN TÉCNICO DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN OCH-UECH-KAX**

**MAYO 2012**

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RESUMEN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>5</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>12</b>
<b>IV. RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>	<b>18</b>
A) UBICACIÓN. ....	18
B) OBJETIVO .....	19
C) ALCANCE. ....	19
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	22
E) INDICADORES ECONÓMICOS .....	22
<b>V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN .....</b>	<b>25</b>
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	26
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	29
<b>VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD .....</b>	<b>30</b>
A) ESTRATÉGICA.....	30
i. <i>Análisis de alternativas.</i> .....	30
ii. <i>Formulación del proyecto</i> .....	31
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA. ....	31
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i> .....	31
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i> .....	32
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i> .....	35
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i> .....	35
v. <i>Productividad de pozos.</i> .....	36
vi. <i>Instalaciones superficiales</i> .....	36
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i> .....	40
C) ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	40
D) ASPECTOS AMBIENTALES .....	42
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	47
<b>VII. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>51</b>
<b>VIII. SOLICITUDES A LA SENER .....</b>	<b>54</b>
<b>IX. OPINIÓN.....</b>	<b>59</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>60</b>

## I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del dictamen realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al proyecto de explotación Och-Uech-Kax.

El proyecto de explotación Och-Uech-Kax 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 la asignación petrolera 254, que la SENER considera como área 090-55, mediante oficio No. PEP-SRMSO-006/2011, fechado el 3 de marzo de 2011 y recibido en la Secretaría el 12 de abril de 2011.

El dictamen del proyecto de explotación Och-Uech-Kax fue elaborado en el marco de lo dispuesto por el artículo 12 y el régimen transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), y con base en éste, se emite la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

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

1. Oficio No. 512.185-11, recibido en la CNH el 18 de abril de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, por el que esa dependencia remite la siguiente información:
  - Información técnico-económica del Proyecto.
  - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido en la CNH el 28 de enero de 2011, por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado a la Clase de Costos del Proyecto.
3. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011, recibido en la CNH el 14 de febrero de 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-369/2011, recibido en la CNH el 29 de junio de 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación. Así como el Oficio SPE-118/2012, recibido en la CNH el 5 de marzo de 2012, relacionado con los perfiles de producción por campo para 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 económica financiera del proyecto.
- f. Plan de ejecución del proyecto.
- g. Seguridad industrial.
- h. Medio ambiente.

## II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de 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, debe documentar en su proyecto el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- a) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- b) Adquisición de información para la actualización de modelos.
- c) Abandono de campos.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación de un 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, y presentar los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que es indispensable que PEP cuente con un modelo de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas en los campos donde aplique.

- **Factor de recuperación**

PEP sólo presenta los factores de recuperación que se determinaron al 1 de enero de 2010, siendo éstos de 30% y 40% para el aceite y gas, respectivamente. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

- **Volumen original**

La Comisión considera necesario que Pemex 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.

Se observan diferencias entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, por lo que se recomienda que sea revisado.

- **Ambiental**

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

- 1) Resolución A.O.O.DGNA.-10555
- 2) Resolución A.O.O.DGNA.-10556
- 3) Proyecto Och-Uech
- 4) Proyecto Campeche y Proyecto Litoral Tabasco
- 5) Proyecto Och-Uech-Kax, en su fase complementaria
- 6) Perforación, mantenimiento y abandono de los pozos dentro del polígono del Proyecto Crudo Ligero Marino
- 7) Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2.

El área 090-55 cuenta parcialmente, en términos areales, con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). Sin embargo, el área correspondiente al proyecto de explotación Och-Uech-Kax se encuentra en su totalidad dentro de la poligonal ambiental del oficio resolutivo perteneciente a dicho proyecto.

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades o el área total del proyecto.

- ***Seguridad Industrial***

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de explotación Och-Uech-Kax en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades descritas en el proyecto, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación y 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 normas API RP 14J y API RP 75.

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

- ***Opinión y Solicitudes a la SENER***

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

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

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

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

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

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

2. La obligación para que Pemex, a través de PEP, en un lapso no mayor a un año, presente nuevamente para dictamen, el proyecto de explotación Och-Uech-Kax en términos de los lineamientos correspondientes, 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 estimación de reservas 2P de 2011 de aceite y gas que reporta PEP en el proyecto de explotación Och-Uech-Kax es diferente a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.



Figura 1. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Och-Uech-Kax.

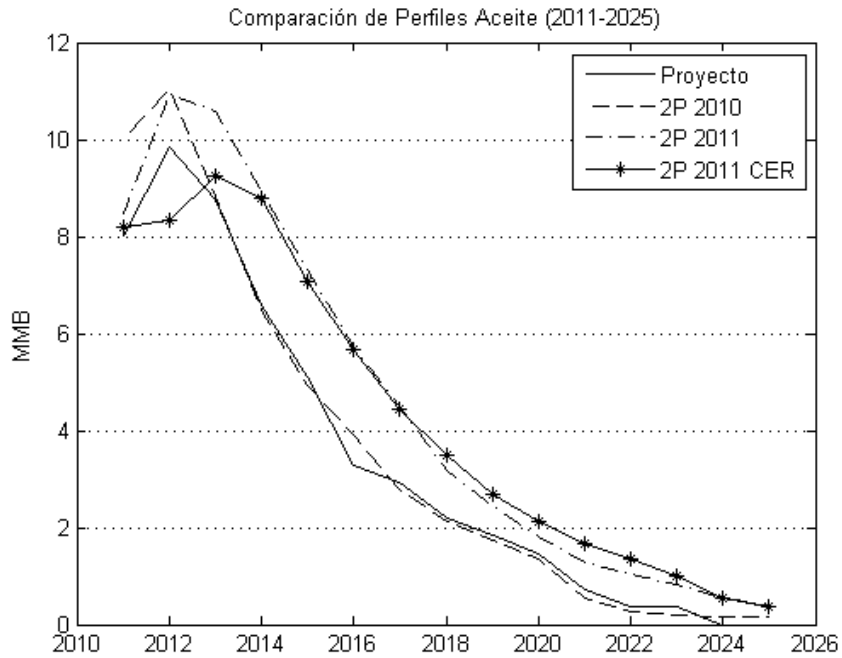
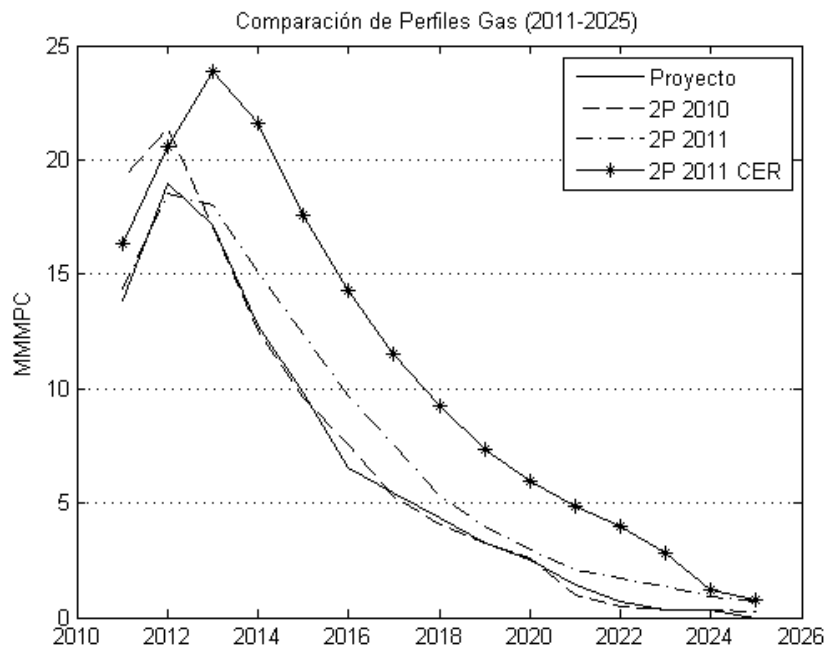


Figura 2. Perfiles de producción de gas, proyecto de explotación Och-Uech-Kax.



Nomenclatura:

2P 2010: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2010.

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2011

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero de 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

- 1) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
  - 2) Los valores de Gas 2P 2010 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2010) corresponden a Gas de Venta.
  - 3) Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
  - 4) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
  - 5) Los certificadores de reservas sólo revisan algunos campos, dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos certificados.
- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
- c) Se deberá presentar un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y las estrategias de explotación mencionadas (escenarios).
- d) Presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre aspectos fundamentales como productividad, diferentes métodos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
- e) Asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a

partir del año 2025 y después de impuestos a partir del año 2023, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

3. La obligación para que Pemex, a través de PEP, presente para dictamen la nueva propuesta de desarrollo que se consense con el prestador de servicios, para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el proyecto de explotación Och-Uech-Kax que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual para su evaluación, exploración y/o desarrollo; lo anterior, en caso de que dicha propuesta se adecue a algún supuesto de modificación sustantiva en términos de los lineamientos correspondientes.

En este sentido, se considera necesario que Pemex coadyuve para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.

### III. Mandato de la CNH

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

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

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

- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras. Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.*
- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a la *Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...)* “VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para

*exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos*”.

- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2º: *“La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.*

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

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

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

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

...

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

...

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

...”

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

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

Al respecto, el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras, en los siguientes términos:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Para dar atención al régimen transitorio mencionado, SENER, la Comisión y Pemex establecieron un calendario de revisión de las asignaciones petroleras otorgadas con anterioridad a la

expedición del RLR27, agrupándolas por proyecto, a efecto de modificarlas, o en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Por lo que esta Comisión es competente para:

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

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

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

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



<b>Monto de Inversión (Pesos constantes)</b>	<b>Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)</b>
<i>Hasta mil millones de pesos</i>	25%
<i>Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos</i>	15%
<i>Mayor a 10 mil millones de pesos</i>	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 régimen transitorio del RLR27, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.03.001/10, en la que se determinan los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos.

Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por las disposiciones transitorias del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de la Resolución CNH.06.002/09 antes referida.

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

## IV. Resumen del proyecto

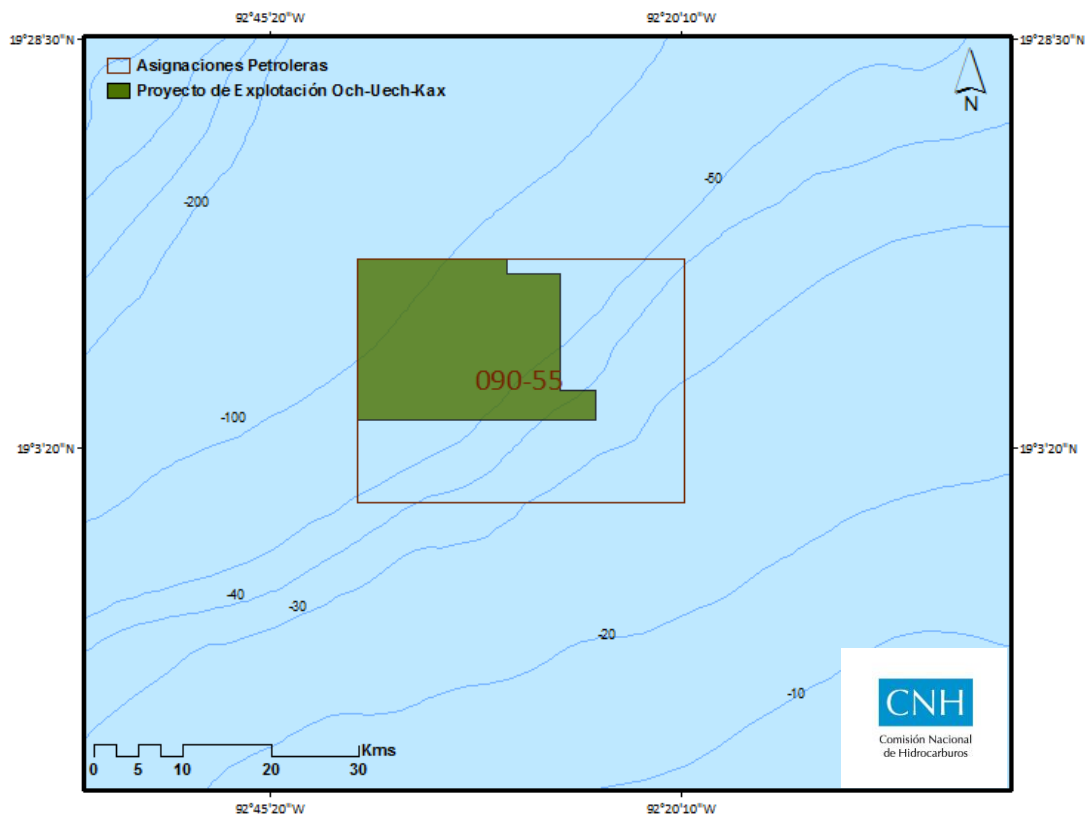
De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante Oficio No. 512.185-11 del 15 de abril de 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

### a) Ubicación.

Los campos Och, Uech y Kax (OUK) se ubican en la porción central de la Sonda de Campeche, al Occidente de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche y Tabasco, dentro de las aguas territoriales del Golfo de México,

Figura 3. Fisiográficamente, el proyecto de explotación Och-Uech-Kax forma parte de la plataforma continental y estructuralmente, de la provincia Pilar de Akal, aproximadamente a 105 kilómetros al NE de la terminal Marítima de Dos Bocas.

Figura 3. Localización del proyecto de explotación Och-Uech-Kax.



## **b) Objetivo**

El proyecto de explotación Och-Uech-Kax tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 51.47 mmb de aceite y 97.89 mmmpc de gas (equivalente a 73.70 mmbpce) en el periodo 2011-2027.

## **c) Alcance.**

El proyecto de explotación Och-Uech-Kax realizará el mantenimiento y operación de pozos productores, perforación de 2 pozos de desarrollo y 1 reparación mayor, con una inversión de 9,998 millones de pesos.

Para el desarrollo del proyecto, Pemex analizó y evaluó tres alternativas:

**Alternativa 1.** *Esta alternativa contempla recuperar la reserva 2P de 73.70 mmbpce de los campos Och-Uech-Kax, mediante operación y mantenimiento de pozos productores, reparación mayor del pozo Och-12, así como la perforación de los pozos de desarrollo Kax-58, Kax-6 y Uech-62, utilizando una plataforma autoelevable, y el manejo de la producción (en la actualidad) de los campos Och-Uech-Kax mediante la interconexión submarina del oleogasoducto de 24" x 24 km hacia Pol-A para su procesamiento.*

*Los yacimientos del proyecto de explotación Och-Uech-Kax, se encuentran en etapa de declinación en el ciclo de vida de explotación de un campo, por lo que actualmente se realizan acciones de operación y mantenimiento a pozos, desarrollo intermedio en los campos Uech y Kax, así como la optimización de la producción para cumplir la plataforma de producción comprometida.*

**Alternativa 2.** *Esta alternativa contempla recuperar la reserva 2P de 74.74 mmbpce de los campos Och-Uech-Kax, mediante operación y mantenimiento de pozos productores, reparación mayor del pozo Och-12, utilizando una plataforma autoelevable, así como la perforación de los pozos de desarrollo Kax-6, Uech-62 y Och-34 y el manejo de la producción de los campos Och-*

Uech-Kax mediante la interconexión submarina del oleogasoducto de 24" x 24 km hacia Pol-A para su procesamiento.

**Alternativa 3.** Esta alternativa contempla recuperar una reserva de 87.92 mmbpce de los campos Och-Uech-Kax, mediante operación y mantenimiento de pozos productores, reparación mayor del pozo Och-12, así como la perforación de los pozos de desarrollo Kax-6 y Uech-62 (utilizando una plataforma autoelevable) e inyección de gas hidrocarburo en los campos Och y Uech (recuperación mejorada, con la perforación de dos pozos inyectores de gas: Och-5Iny y Uech-10Iny), incrementando el factor de recuperación en promedio 3.2 por ciento para cada campo; y manejando la producción de los campos Och-Uech-Kax mediante la interconexión submarina del oleogasoducto de 24" x 24 km hacia Pol-A para su procesamiento. También se tiene programado contar con un gasoducto de 16" x 63.7 km de Atasta a plataforma Uech-CA y adecuaciones en Atasta; y con un gasoducto, de 8" x 12.5 km, de Uech-CA a plataforma Och-TA.

Asimismo, se tiene programado instalar la Plataforma Uech-CA (Octápodo), que incluye equipo de compresión, rectificador, slug catcher, puentes, un quemador, un trípode, cabezales de distribución; y la Plataforma Habitacional (Octápodo) para 80 personas.

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

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

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Alternativa 1	
	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	22	38
2012	27	52
2013	24	47
2014	18	35
2015	14	27
2016	9	18
2017	8	15
2018	6	12

2019	5	9
2020	4	7
2021	2	4
2022	1	2
2023	1	1
2024	0	1
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
<b>Total</b>	<b>51</b> mmb	<b>98</b> mmmpc

En la Tabla 2 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 de explotación Och-Uech-Kax.

Tabla 2. Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Volumen original		Factores de recuperación	
Aceite	Gas	Aceite	gas
mmb	mmmpc	%	%
649.0	1,372.4	30	40

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Och-Uech-Kax se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	64.3	123.8	92.4
2P	64.3	123.8	92.4
3P	64.3	123.8	92.4

#### *d) Inversiones y gasto de operación*

La inversión para el horizonte 2011-2027 en el proyecto es de 9,998 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 2,133 millones de pesos, como se describe en la Tabla 4.

Tabla 4. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión	Gastos de operación
2011	1,813	392
2012	1,851	385
2013	991	342
2014	1,277	276
2015	621	214
2016	611	143
2017	843	116
2018	227	87
2019	469	71
2020	215	53
2021	152	27
2022	4	12
2023	157	8
2024	95	5
2025	487	-
2026	35	-
2027	150	-
<b>Total</b>	<b>9,998</b>	<b>2,133</b>

#### *e) Indicadores económicos*

Para el proyecto se usó un precio promedio de 76.9 dólares por barril para el aceite y 6.92 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 2011-2027, el proyecto requiere una inversión de 9,998 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 63,938 millones de pesos. El gasto de operación de 2,133 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

La Tabla 5 muestra las estimaciones de inversiones, gastos de operación fijos y variables.

Tabla 5. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Gastos de operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos Aceite (mmpesos)	Ingresos Gas (mmpesos)	Total ingresos (mmpesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (mmpesos)	Flujo de efectivo después de impuestos (mmpesos)
2011	392	1,813	8,476	1,335	9,812	7,606	947
2012	385	1,851	10,477	1,836	12,313	10,077	1,829
2013	342	991	9,276	1,620	10,895	9,562	2,266
2014	276	1,277	7,004	1,226	8,230	6,678	1,166
2015	214	621	5,408	948	6,356	5,521	1,264
2016	143	611	3,602	630	4,232	3,477	643
2017	116	843	3,059	535	3,594	2,635	227
2018	87	227	2,380	415	2,795	2,481	608
2019	71	469	1,931	335	2,266	1,726	207
2020	53	215	1,477	257	1,734	1,466	304
2021	27	152	803	137	940	760	131
2022	12	4	319	52	371	355	106
2023	8	157	214	35	249	84	-83
2024	5	95	130	21	151	50	-51
2025		487				-487	-487
2026		35				-35	-35
2027		150				-150	-150
Total	2,133	9,998	54,556	9,382	63,938	51,808	8,893

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Indicadores Económicos (mmpesos).

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	38,394	6,877	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	6,945	6,945	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	5.5	1.0	peso/peso

El proyecto obtendría un VPN de 38,394 millones de pesos antes de impuestos y de 6,877 millones de pesos después de impuestos.



## V. Procedimiento de dictamen

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

Adicionalmente, el presente dictamen se emite como resultado de la solicitud de Pemex a la SENER para la modificación o sustitución de asignaciones para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Acto seguido, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el proyecto de explotación Och-Uech-Kax, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.185-11 respecto de la asignación identificada con el número: 254, que la SENER considera como área 090-55.

Recibida la solicitud, la CNH verifica que la documentación entregada contenga la información necesaria del proyecto, de acuerdo al índice establecido en la Resolución CNH.E.03.001/10.

En caso de que no se hubiere remitido la documentación completa, la Comisión puede requerir a Pemex a Pemex a través de la Secretaría información faltante, además de aclaraciones a la misma.

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

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

## a) Suficiencia de información.

En términos del procedimiento antes descrito, esta Comisión revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto proporcionada por PEP a través de la SENER, así como la información faltante requerida por esta Comisión, concluyendo que existía suficiencia de información para el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en la tabla siguiente:

<b>1. Datos generales del proyecto</b>	
1.1 Objetivo	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: No se indica la inversión.
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; 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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	

<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
<b>Suficiente</b>	Comentario: El inciso lleva por nombre análisis en lugar del señalado en los lineamientos.
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>3. Principales alternativas</b>	
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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Estrategia de desarrollo y producción</b>	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de	

infraestructura a utilizar en el proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Incluir diagrama.
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectoros (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Información económico financiera del proyecto</b>	
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.	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: El cuadro 5.4 no corresponde con los resultados del cuadro 5.3.
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Revisar el inciso considerando el comentario hecho al punto 5.3.
<b>6. Plan de ejecución del proyecto</b>	
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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Incluir la información con diagramas del estado actual de la infraestructura del proyecto.
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	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Documentación faltante
<b>7. Seguridad industrial</b>	

7.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Documentación faltante
<b>8. Medio Ambiente</b>	
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)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Incluir un mapa señalando el área que cubre cada oficio resolutivo del cuadro 8.1.

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

Del análisis de fondo a la información del proyecto, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (SHCP, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente entre sí en cuanto a objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance, a efecto de que permita análisis congruentes respecto de la misma.

## VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto de explotación Och-Uech-Kax, 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, debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, uso de tecnologías que prevengan invasión del agua, productividad de pozos y mantenimiento de instalaciones superficiales.

La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no evalúa para la alternativa seleccionada, la aplicabilidad de distintos 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 y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la seguridad y la rentabilidad en el largo plazo.

## ii. **Formulación del proyecto**

- a) Para incrementar la reserva del proyecto PEP deberá analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto de explotación Och-Uech-Kax.
- b) 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.
- c) 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, entre otros factores.

### ***b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.***

#### **i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.**

- a) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.
- b) Estos yacimientos estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas del yacimiento. 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.

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

## ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P del proyecto representan el 0.3% de las reservas totales de aceite y el 0.3% de las reservas totales de gas de la Nación.
- b) Debido a que los horizontes presentados en el documento de Pemex son diferentes y, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025, obteniendo los resultados mostrados en las

- c) Figura 4 y 5.



Figura 4. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Och-Uech-Kax.

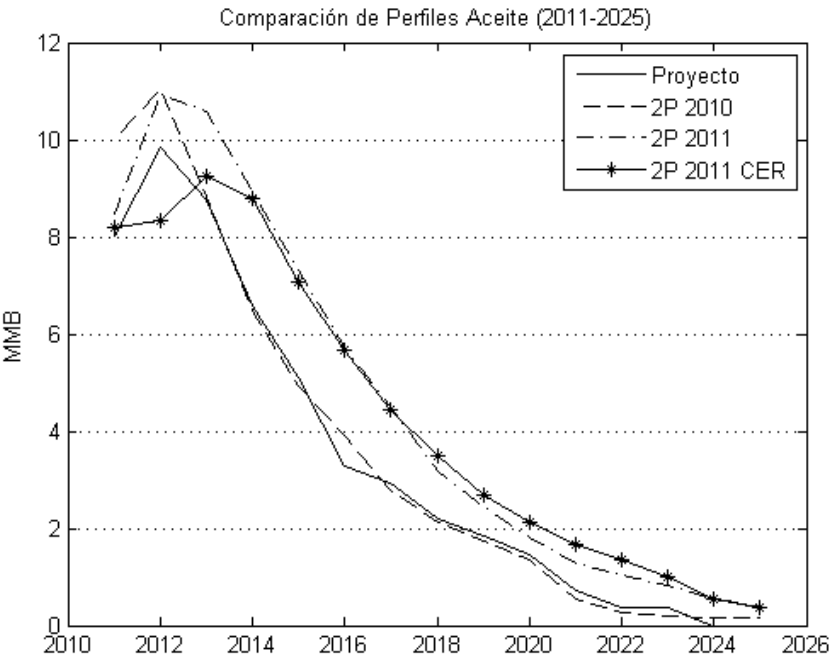
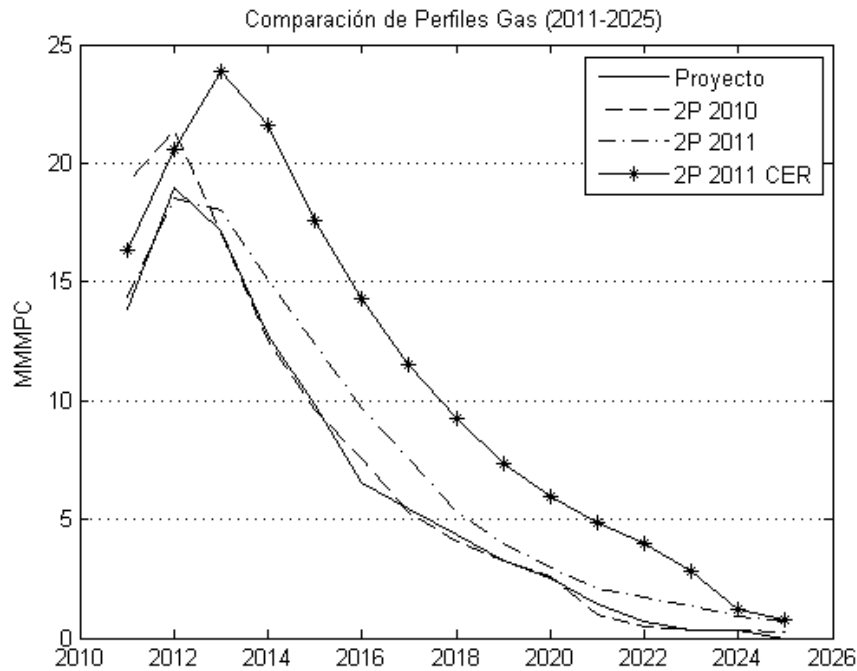


Figura 5. Perfiles de producción de gas, proyecto de explotación Och-Uech-Kax.



Nomenclatura:

2P 2010: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2010.

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2011

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero de 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presentan Pemex y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
2. Los valores de Gas 2P 2010 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2010) corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
4. Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado, pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
5. Los certificadores de reservas solo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos.

d) 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 estimación de reservas 2P de 2011 de aceite y gas que reporta PEP en

el proyecto de explotación Och-Uech-Kax es diferente a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

- e) 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.
- f) Se recomienda que Pemex reduzca las incertidumbres asociadas de los parámetros del volumen original (la extensión del yacimiento), y generar un análisis de sensibilidad para identificar las variables de mayor impacto del volumen original. También se recomienda adquirir mayor información para reducir las incertidumbres del modelo estático.
- g) 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.
- h) Se deberá presentar un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y la estrategia de explotación mencionadas para el proyecto.
- i) PEP deberá proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto, si por cuestiones propias del contrato con los certificadores solamente se evalúan algunos campos, PEP deberá indicar el valor de reserva que se deberá tomar de los campos no certificados.

### **iii. Ingeniería de yacimientos.**

- a) La Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite del yacimiento, tanto en matriz como en fractura.

- b) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, la Comisión considera necesario que se estudie la factibilidad de su implantación para todos los campos del proyecto, incluyendo pruebas piloto.
- c) PEP deberá presentar las características de los modelos actualizados que sean utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo o yacimiento, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que es indispensable que PEP cuente con un modelo de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas en 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. De acuerdo con lo anterior, la CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se incorpore la información nueva adquirida en los pozos a perforar.
- 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 secundaria y/o 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 alternativa seleccionada para la explotación del proyecto, se considere la aplicación de los métodos de recuperación mejorada, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.
- b) Además, la Comisión considera que PEP debe atender el rezago (en caso de existir) en la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

### **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 que de acuerdo con el perfil de producción, un aspecto importante a considerar 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 cual 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.**

En cuanto a la medición de calidad, Pemex menciona que para cumplir con los parámetros establecidos, se monitorean constantemente las corrientes y los pozos de las instalaciones pertenecientes al Activo Integral Litoral de Tabasco (AILT). Se recolectan muestras y en el laboratorio correspondiente se determina el porcentaje de agua y sal, la viscosidad, humedad, densidad, densidad específica, grados API y la presión de vapor.

Pemex señala también que el acondicionamiento de los fluidos producidos se lleva a cabo con el fin de cumplir con las especificaciones de calidad de los hidrocarburos (aceite y gas); en el caso

del aceite, tanto para el consumo nacional (enviado al Sistema Nacional de Refinación) como para el enviado a los puntos de exportación.

Los sistemas de medición con los cuenta el proyecto de explotación Och-Uech-Kax son un Roxar en Kax-1; y un separador convencional con equipo de medición másica en Uech TB, Och-TA y en programa Och-1B. Los puntos de medición finales, están considerados en las baterías de separación de la Terminal Marítima de Dos Bocas y en la plataforma Pol-A.

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 mensurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, será importante 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 anteriormente 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.**

PEP señala que la inyección de gas (Hidrocarburo, Bióxido de Carbono o Nitrógeno) es el proceso de recuperación adicional más viable a implementar en los tres campos, la cual fue determinada a través de los criterios de escrutinio y opinión de expertos. Por dicho motivo, las actividades inmediatas a realizar corresponden a la adquisición, análisis y manejo de nuevos datos para el Campo Och.

- a) En este proyecto no se consideran métodos de recuperación secundaria y mejorada para todos los campos que lo integran, 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 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 de explotación Och-Uech-Kax 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 76.9 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 6.92 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.
- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada para el Presupuesto de Egresos).

- Se considera la cota superior del costo (*cost-cap*) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre explotación y desarrollo.

En la Tabla 7 se muestran los resultados económicos.

Tabla 7. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	38,394	6,877
VPI	mmp	6,945	6,945
VPN/VPI	peso/peso	5.5	1.0

Fuente: PEP

- 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.
- 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.
- 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.
- Es importante mencionar que el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2025 y después de impuestos a partir del año 2023. 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 y proponer alternativas que permitan extender los flujos de efectivo positivos del proyecto.

#### *d) Aspectos Ambientales*

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

- 1) Resolución A.O.O.DGNA.-10555;
- 2) Resolución A.O.O.DGNA.-10556;
- 3) “Proyecto Och-Uech”;
- 4) “Proyecto Campeche” y “Proyecto Litoral Tabasco”;
- 5) “Proyecto Och-Uech-Kax, en su fase complementaria”;
- 6) “Perforación, mantenimiento y abandono de los pozos dentro del polígono del Proyecto Crudo Ligero Marino”;
- 7) “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2”.

En relación con este proyecto, Pemex obtuvo las siguientes autorizaciones:

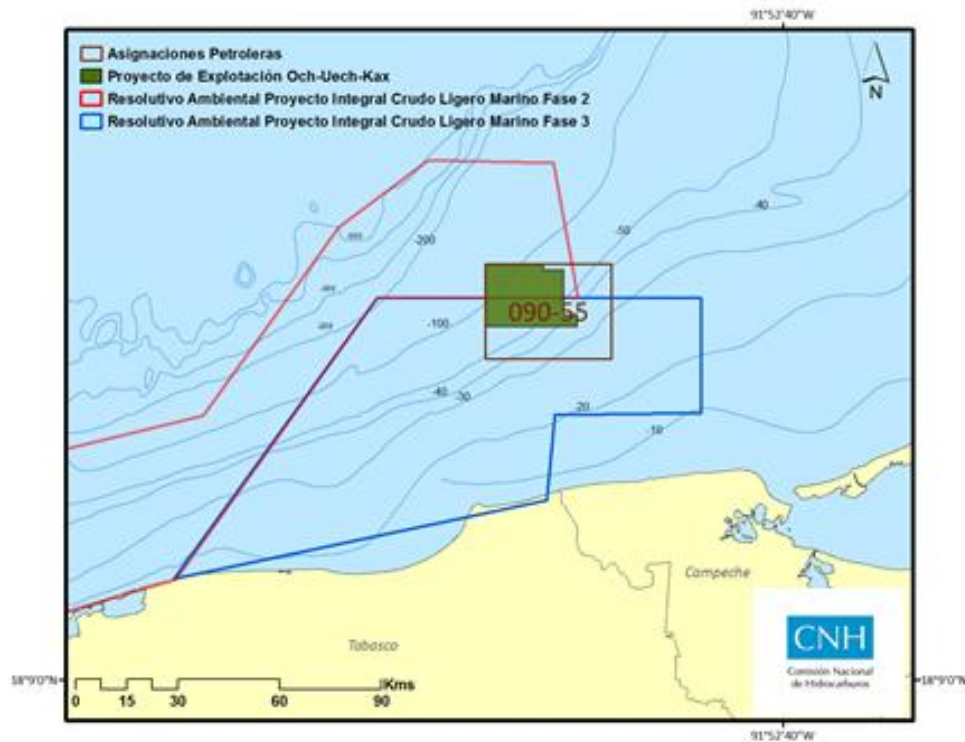
- Resolución A.O.O.DGNA.-10555 de fecha 17 de noviembre de 1994, por el que la Dirección General de Normatividad Ambiental (DGNA) del Instituto Nacional de Ecología (INE) autoriza de manera condicionada actividades relacionadas con la operación y mantenimiento de 437 pozos.
- Resolución A.O.O.DGNA.-10556 de fecha 17 de noviembre de 1994, por el que la DGNA del INE autoriza de manera condicionada actividades relacionadas con la operación y mantenimiento de 34 ductos.

- Oficio resolutivo A.O.O.DGNA.-10795 de fecha 25 de noviembre de 1994, por el que la DGNA del INE autoriza de manera condicionada la ejecución del “Proyecto Och Uech” con ubicación en la Región Marina y vigencia de dos años a partir del día siguiente de su notificación. Dicho proyecto comprende las siguientes obras:
  - Construcción de estructuras aligeradas (tipo trípode)
  - Perforación de Pozos
  - Instalación de las estructuras aligeradas
  - Construcción y tendido de los oleogasoductos
  - Producción de Pozos.
  
- Oficio A.O.O.DGNA.-00349 de fecha 23 de enero de 1996, por el que la DGNA del INE autoriza de manera condicionada por un periodo de un año los proyectos denominados “Proyecto Campeche” y “Proyecto Litoral Tabasco”, que incluyen la construcción de las obras: Estructura recuperadora aligerada Ixtal-1, con tirante de agua de 73 metros; estructura recuperadora aligerada Che-1, con tirante de agua de 19 metros; estructura recuperadora aligerada Lum-1 y SP-1, con tirante de agua de 61 metros; estructura recuperadora aligerada Kax-1, con tirante de agua de 27 metros; estructura recuperadora aligerada Hayabil-1, con tirante de agua de 22 metros; y estructura recuperadora aligerada Bolontiku Sea Ponny-4, con tirante de agua de 28 metros.
  
- Oficio D.O.O.DGOEIA.007896 de fecha 8 de diciembre de 1999, por el que la DGOEIA autoriza de manera condicionada para continuar actividades para la construcción y operación del “Proyecto Och-Uech-Kax, en su fase complementaria”, el cual consiste en la construcción y puesta en operación de un oleogasoducto de 16” de D x 0.08 km de longitud, con origen en la plataforma de perforación Uech-1 y destino con la interconexión con el oleogasoducto de 20” x 2.4 km de Uech-A a Och-1B. La autorización tendrá una vigencia de un año para su construcción y 20 años para su operación y mantenimiento.

- Oficio SGPA/DGIRA/DG-1921/07 de fecha 7 de septiembre de 2007, el cual consiste en la modificación del oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT-0378.06 de fecha 16 de marzo de 2006, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2”. Dicha modificación consiste en la instalación de dos plataformas no tripuladas, la perforación de ocho pozos, así como el tendido de 4.1 km de oleogasoductos para manejar la producción adicional de las nuevas plataformas.
- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0349/09 de fecha 30 de enero de 2009, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada el proyecto “Perforación, mantenimiento y abandono de los pozos dentro del polígono del Proyecto Crudo Ligero Marino” por un periodo de 2 años, para llevar a cabo la recuperación de 4 pozos exploratorios que resulten productores y perforar pozos de desarrollo a los cuales se les instalará su respectivo árbol de válvulas para que en un futuro se integren a producción.

La Figura 6 muestra la ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación Och-Uech-Kax.

Figura 6. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación Och-Uech-Kax.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 6, el área 090-55 cuenta parcialmente, en términos areales, con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex. Sin embargo, cabe destacar que el área correspondiente al proyecto de explotación Och-Uech-Kax se encuentra en su totalidad dentro de la poligonal ambiental.

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex 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 sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área amparada ambientalmente para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- f) Se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos.
- g) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el proyecto de explotación Och-Uech-Kax cuenta con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

### *e) Aspectos de Seguridad Industrial.*

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.**

En lo referente a la identificación de riesgos, PEP menciona que al ser el riesgo resultado de múltiples factores interrelacionados que contribuyen a su ocurrencia, es imprescindible que los procesos se visualicen de manera conjunta y sistémica, incluyendo todos los factores que afecten.

Los riesgos considerados como consecuencia de los peligros son: manejo inadecuado de sustancias químicas; diseño o manejo inadecuado de estructuras, equipos, instrumentación y herramientas; condiciones climatológicas o ambientales adversas; y agentes físicos generados del mismo proceso.

PEP afirma que para el proyecto se han identificado los principales riesgos potenciales en operaciones y en instalaciones actuales, con base en el análisis de riesgo a los procesos desarrollado en el año 2008.

- **Evaluación de Riesgos.**

En la evaluación de los riesgos y peligros identificados, Pemex menciona que la evaluación preliminar de los riesgos se realizó mediante el análisis de información procedente de auditorías de seguridad, histórico de incidentes y recomendaciones de análisis previos. Asimismo, la evaluación cuantitativa de riesgos (escenarios), se llevó a cabo a través de la evaluación de la frecuencia y consecuencias esperadas de estos escenarios.



La aplicación de las técnicas HAZOP permitió identificar los riesgos asociados a los procesos estableciendo escenarios de riesgo que puedan presentarse durante la operación y mantenimiento de las instalaciones incluidas en el estudio. De igual manera se generaron recomendaciones asociados a los riesgos identificados, y se evaluaron las recomendaciones y no conformidades identificadas en la evaluación preliminar. Una vez identificados los posibles escenarios, se estimó el grado de riesgo de la instalación, para lo cual se valoró la magnitud de riesgo de cada uno de los escenarios en función de su frecuencia de ocurrencia y magnitud de consecuencias.

Las actividades que requerirán mayor supervisión y seguimiento durante la ejecución del proyecto son aquellas que se relacionan con la construcción, ubicación, operación y mantenimiento de plataformas.

El proyecto involucra la perforación y terminación de 2 pozos de desarrollo, una reparación mayor, el mantenimiento y operación de pozos productores, así como la construcción y modernización de infraestructura en el periodo 2011-2026.

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 especialistas 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 de realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental. En el proceso de identificación como el de evaluación de riesgos operativos se puede complementar señalando si éstas fueron identificadas por auditores externos o auditores internos de Pemex.

- 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 nacional o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 14J y API RP 75.
  
- 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 recomienda 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) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales, tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a

contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.

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

## VII. Observaciones y recomendaciones

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

- a) 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/o mejorada a implementar en todos los campos del proyecto; y iii) optimización de infraestructura de producción.
- b) Describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
- c) Se recomienda que la SENER otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Es necesario que Pemex y/o PEP implementen sistemas de información que permitan a la Comisión, la SENER y demás autoridades competentes, acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- e) 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.
- f) La identificación y la evaluación de riesgos operativos presentados en la información del proyecto, debe complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normatividad de seguridad, aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional. Asimismo, tanto para la perforación de pozos, 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 normas API RP 14J y API RP 75.

- g) Para la evaluación de los riesgos operativos, Pemex debe realizar un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media o baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- h) 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 de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- i) 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.
- j) Los campos del proyecto de explotación Och-Uech-Kax requerirán de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación del proyecto. Dicha situación debe considerarla en el análisis y evaluación de alternativas.
- k) 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.
- l) 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.
- m) Se recomienda que para las actualizaciones de los permisos ambientales, se detallen 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.

- n) 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 busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto y su respectiva cadena de producción; todo ello, con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición.
- o) La Comisión recomienda que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad del proyecto en el largo plazo.

## VIII. Solicitudes a la SENER

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

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

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

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

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

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

2. E La obligación para que Pemex, a través de PEP, en un lapso no mayor a un año, presente nuevamente para dictamen el proyecto de explotación Och-Uech-Kax en términos de los lineamientos correspondientes, 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 2011 de aceite y gas que reporta PEP en el proyecto de explotación Och-Uech-Kax es diferente a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Figura 8. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Och-Uech-Kax.

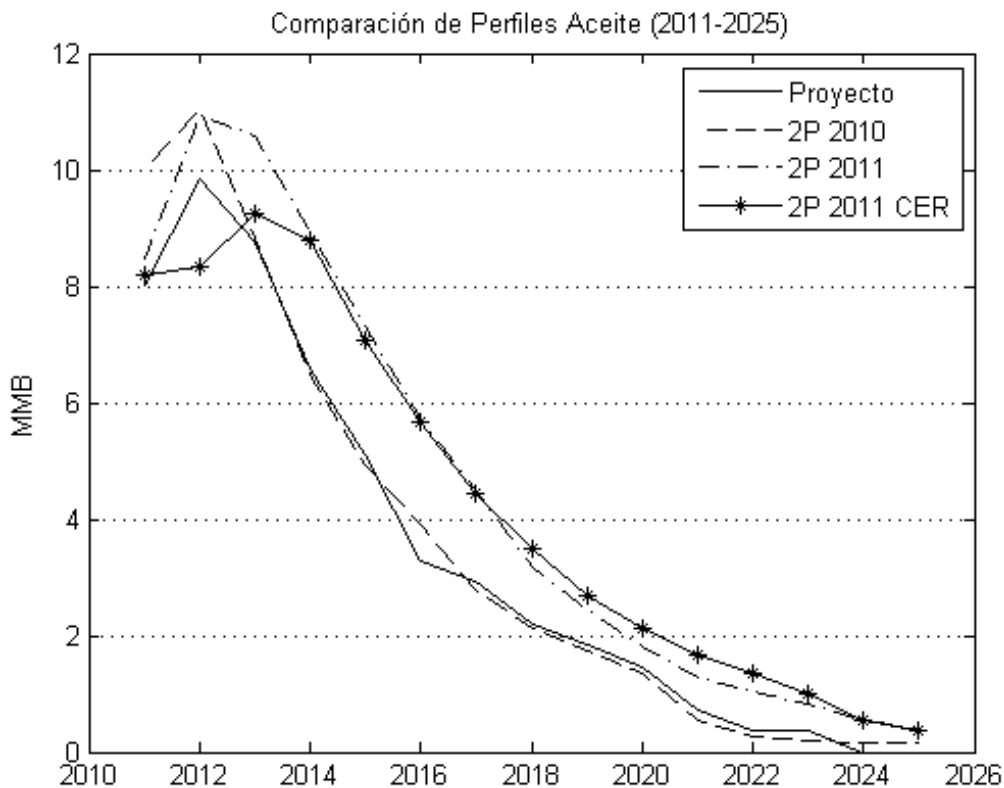
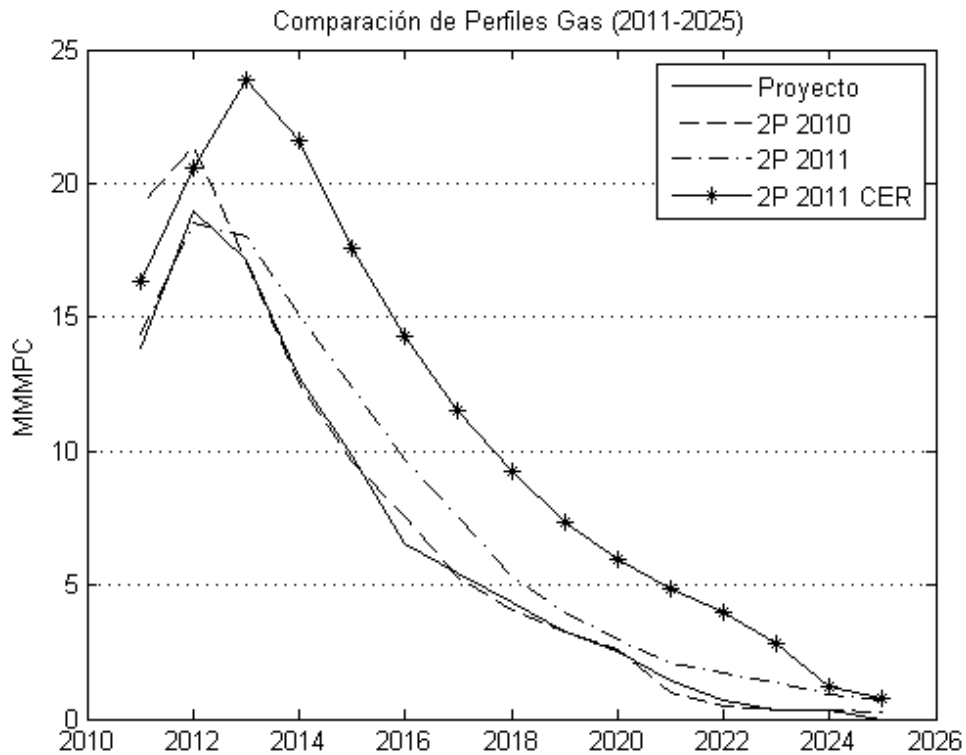




Figura 9. Perfiles de producción de gas, proyecto de explotación Och-Uech-Kax.



Nomenclatura:

2P 2010: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2010.

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero de 2011

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero de 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
2. Los valores de Gas 2P 2010 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2010) corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
4. Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
5. Los certificadores de reservas sólo revisan algunos campos, dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos certificados.

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

- b) Se deberá presentar un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y las estrategias de explotación mencionadas (escenarios).
  - c) Presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre aspectos fundamentales como productividad, recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la SHCP.
  - d) Asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2025 y después de impuestos a partir del año 2023, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
3. La obligación para que Pemex, a través de PEP, presente para dictamen la nueva propuesta de desarrollo que se consense con el prestador de servicios, para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el proyecto de explotación Och-Uech-Kax que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual para su evaluación, exploración y/o desarrollo; lo anterior, en caso de que dicha propuesta se adecue a algún supuesto de modificación sustantiva en términos de los lineamientos correspondientes.

En este sentido, se considera necesario que Pemex coadyuve para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.

## IX. Opinión

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

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

Para la emisión de la opinión, la Comisión toma en cuenta el resultado del Dictamen técnico del proyecto, la información presentada por PEP para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una asignación petrolera, así como información adicional a la que este órgano desconcentrado tuvo acceso, a través de solicitudes.

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

En términos de las observaciones al proyecto que han quedado descritas en el presente documento se emite la opinión con la finalidad de que la SENER la tome en consideración en los términos y condiciones de los títulos de las asignaciones petroleras que corresponda otorgar para el proyecto de explotación Och-Uech-Kax.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable, en términos del presente dictamen, para la asignación que corresponde a dicho proyecto, número: 254, que la SENER considera como área 090-55, la cual se limita a las actividades relacionadas con el proyecto de explotación Och-Uech-Kax con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del proyecto de explotación Och-Uech-Kax.

**PROYECTO DE EXPLOTACIÓN OCH-UECH-KAX**

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	(2016-2035)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	1,813	1,851	991	1,277	621	3,445	9,998	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	392	385	342	276	214	524	2,133	10
Qo Promedio.	(mbpd)	22	27	24	18	14	-	51 (mmb)	10
Qg Promedio.	(mmpcd)	38	52	47	35	27	-	98 (mmmpc)	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.	Incluye, como tipo de recuperación, procesos primarios por ser yacimientos de gas. Contempla el uso de tubería especial con recubrimiento resistente a la corrosión.								
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Perforación.	(número)	2	0	0	0	0	0	2	NA
Terminación.	(número)	1	0	1	0	0	0	2	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	1	1	ND	ND	ND	ND	2	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Sísmica.	(km2)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

ND. No disponible

\* 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.