



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN CHUC

MAYO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	10
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	16
A) UBICACIÓN.	16
B) OBJETIVO	17
C) ALCANCE.	17
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	23
E) INDICADORES ECONÓMICOS	23
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	26
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	27
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	30
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	31
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS.	31
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	31
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	31
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	32
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	32
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	33
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	36
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	36
v. <i>Productividad de pozos.</i>	37
vi. <i>Instalaciones superficiales.</i>	37
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i>	40
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	41
D) ASPECTOS AMBIENTALES	43
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	48
VII. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.....	52
VIII. SOLICITUDES A LA SENER	55
IX. OPINIÓN.....	57
ANEXO I.....	58

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al proyecto de explotación Chuc.

El proyecto de explotación Chuc es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Abkatun-Pol-Chuc, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras: 248, 249, 254, 255, 256 y 263, que la SENER considera como áreas 090-54, 091-54, 090-55, 091-55, 092-55 y 091- 56, mediante oficio No. PEP-SRMSO-061/2010 del 4 de agosto de 2010 y recibido en la Secretaría el 6 de agosto de 2010.

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

1. Oficio No. 512-431, recibido en la CNH el 10 de agosto de 2010, 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-716/2010, recibido en la CNH el 8 de septiembre de 2010, por el cual PEP da respuesta al oficio número D00.-DGH.-192/10, con el que envía la información actualizada del proyecto atendiendo a las observaciones de la CNH.
3. 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.
4. 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.
5. 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) Sistemas artificiales de producción.
- b) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- c) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- d) Adquisición de información para la actualización de modelos.
- e) Abandono de campos.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación óptima 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, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar para llevar a cabo un mejor proceso de ubicación de pozos y/o la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de aceite del 42% para el yacimiento Pol BTP-KS y de 47.3% para el yacimiento Chuc. El factor de recuperación de gas es de 36.5% para el yacimiento Pol BTP-KS y de 53.3% para Chuc, todos los factores consideran un horizonte de planeación a 37 años. 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.

- ***Seguridad Industrial***

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de explotación Chuc en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que Pemex 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.

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.

- ***Ambiental***

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral”.

Las áreas 090-54, 091-54, 090-55, 091-55, 092-55 y 091-56 cuentan de manera parcial con autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

El área 092-55 no cuenta con autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

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

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

Derivado del análisis en comento, se dictamina el proyecto de explotación Chuc 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, 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 Chuc 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.

3. 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.

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, asegure 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 2034 y después de impuestos a partir del año 2030, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

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:*

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

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

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

Específicamente para los proyectos a los que hace referencia el 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

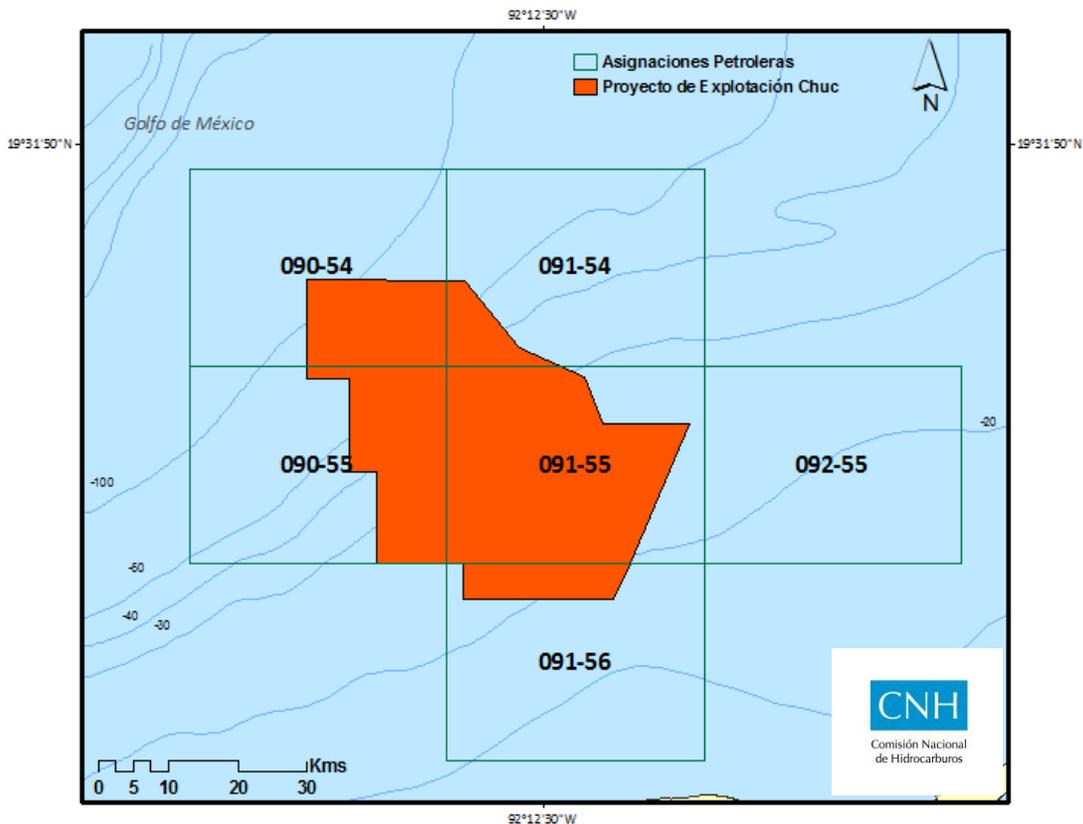
De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. SPE-716/2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

Geográficamente se encuentra frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 132 kilómetros al Noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, en el Municipio de Paraíso Tabasco, y a 79 km al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche.

El proyecto de explotación Chuc está formado por los campos Batab, Che, Chuc, Chuhuk, Etkal, Homol, Kuil, Onel, Pokoch, Pol, Tumut, Uchak y Wayil.

Figura 1. Localización del proyecto de explotación Chuc.



b) Objetivo

Explotar los yacimientos de hidrocarburos pertenecientes al proyecto de explotación Chuc, el cual contiene reservas de aceite de 404.4 millones de barriles y gas natural de 810.3 miles de millones de pies cúbicos en categoría 2P por un total 561.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

, con una inversión de miles de millones de pesos en el período 2011-2046.

c) Alcance.

El proyecto de explotación Chuc considera la perforación de 25 pozos de desarrollo, la recuperación de 7 pozos exploratorios y 12 reparaciones mayores. Dentro de este período, se instalarán 8 estructuras marinas y 86 km de ductos. En el proyecto está considerada la implantación de un proceso de recuperación mejorada con inyección de gas a alta presión en el bloque Este del campo Chuc. Para la ejecución de estas actividades el proyecto requerirá una inversión de 57,631 millones de pesos. En el proyecto presentado por Pemex señala 57,631 miles de millones de pesos, situación que esta Comisión considera que fue un error de redacción.

Para el desarrollo del proyecto Pemex identificó y evaluó tres alternativas:

Alternativa 1. *Desarrollo escalonado de campos, en donde se analiza la construcción de estructuras, para perforación y recuperación de pozos, de tipo octápodo, tetrápodos reforzados y aligeradas con recursos limitados, considerando inicialmente la explotación de los campos: Homol, Tumut, Kuil y Che, los cuales son los importantes en términos de volumetría y beneficios económicos, los pozos a perforar incluyen verticales y altamente desviados. Este proceso incluye la implantación de un sistema de bombeo neumático en el campo Kuil, aprovechando la infraestructura instalada e instalando gasoductos desde Chuc-B.*

En esta alternativa también se contempla un proceso de recuperación mejorada en el campo Chuc mediante la inyección de un volumen de 30 mmpcd por un periodo de 5 años en el bloque

Este del campo, aprovechando la infraestructura instalada e incorporación de equipos en el complejo Abkatun N-1 que incluyen un compresor y una endulzadora; el resto de los campos se integrarán en forma escalonada en etapas posteriores. La plataforma Homol-A es el punto de enlace de la infraestructura a construir de ductos del resto de los campos, exceptuando Pokoch que se enlazará a la plataforma Tumut-A y esta última con Chuc-A; para el caso de Onel-A esta enviará su producción hacia la plataforma Ixtal-A.

Alternativa 2. *Desarrollo a partir de campos probados, en donde se analiza la opción de emplear estructuras del tipo octápodo en los campos Pokoch, Etkal-101, Homol-101 y Wayil dejar al final de la explotación los campos dependientes de otros, en función de los resultados de los primeros, como es el caso de Pokoch, Chuhuk, Etkal-101 y Wayil. El proceso de inyección de gas al campo Chuc, es el mismo que el de la alternativa 1. En enero de 2015 se alcanzará su gasto máximo estimado en 109,490 bpd.*

Alternativa 3. *Desarrollo de campos, partiendo de campos desarrollados, donde se plantea que el centro de proceso de Inyección de gas para el campo Chuc sea Abkatun-A, con infraestructura adicional que incluyen una plataforma, dos ductos, el tendido de un puente entre Chuc-A y la nueva plataforma, la instalación de un compresor, así mismo se emplearía gas amargo y no dulce como se plantea en la alternativa 1, dado que ya se tendría infraestructura existente en el campo Tumut, se adelantará el desarrollo del campo Pokoch, los campos Kuil y Homol-101 consideran un desfase en tiempo, manteniéndose la propuesta de bombeo neumático para el campo Kuil. Con esta alternativa se alcanzará una producción máxima de 115,660 bpd en enero 2015.*

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 seleccionada.

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo* (mbd)	Qg* (mmpcd)
2011	85.1	120.3
2012	82.3	105.8
2013	71.6	116.7
2014	114.0	248.0
2015	114.0	270.3
2016	82.6	211.9
2017	81.9	225.1
2018	69.5	199.8
2019	55.3	164.4
2020	42.7	126.0
2021	33.0	95.1
2022	26.3	61.2
2023	19.3	32.0
2024	15.4	23.5
2025	11.7	14.0
2026-2046	2.5	3.0
Total	349.6 mmb	758.5 mmmpc

En la Tabla 2 se muestra la información del volumen original y en la Tabla 3 el factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Chuc.

Tabla 2. Volumen original de aceite y gas.

Campo/Yacimiento	1P		2P		3P	
	Volumen de aceite (mmb)	Volumen de Gas (mmpc)	Volumen de aceite (mmb)	Volumen de Gas (mmpc)	Volumen de aceite (mmb)	Volumen de Gas (mmpc)
Pol BTP-KS	2,253	2,445	2,253	2,445	2,253	2,445
Chuc	2,071	2,081	2,071	2,081	2,160	2,099
Batab	281	176	281	176	281	176
Wayil-JSK	37	118	43	138	61	195
Tumut-JSK	51	56	132	145	188	206
Pokoch-JSK	80	114	122	174	122	174
Onel	182	163	254	242	254	242
Chuhuk-KS	21	26	47	59	47	59
Che BTP-KS	17	191	17	191	17	191
Uchak Terciario	0	31	0	31	0	31
Homol-BTP-KS	109	111	117	119	117	119
Homol-JSK	14	106	46	345	46	345
Etkal	19	177	19	177	19	177
Kuil-KS	36	34	374	358	460	439
TOTAL	5,171	5,830	5,777	6,681	6,026	6,899

Tabla 3.- Factores de recuperación de aceite y gas.

Campos	1P		2P		3P	
	Fro final %	Frg final %	Fro final %	Frg final %	Fro final %	Frg final %
Pol BTP-KS	42.0	36.5	42.0	36.5	42.0	36.5
Chuc	46.4	51.1	47.3	53.3	45.8	52.9
Batab	16.9	28.1	16.9	28.1	16.9	28.1
Wayil-JSK	20.0	20.0	19.9	19.9	20.2	20.2
Tumut-JSK	30.0	30.8	29.3	30.1	30.6	31.5
Pokoch-JSK	30.0	29.8	30.2	30.0	30.2	30.0
Onel	14.9	19.9	19.6	23.2	19.6	23.2
Chuhuk-KS	30.1	40.1	30.0	40.0	30.0	40.0
Che BTP-KS	19.9	60.3	21.5	65.0	23.2	70.0
Uchak Terciario	0.0	60.6	0.0	60.6	0.0	60.6
Homol-BTP-KS	29.0	32.4	27.0	30.3	27.0	30.3
Homol-JSK	27.2	27.2	27.1	27.1	27.1	27.1
Etkal	11.5	53.6	13.1	61.2	13.1	61.2
Kuil-KS	25.0	25.0	24.8	24.8	24.8	24.8

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

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

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

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

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

PEP ha revaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Chuc se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4 - Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010

Campos	1P		2P		3P	
	<i>Crudo</i> mmb	<i>Gas</i> <i>natural</i> (mmmpc)	<i>Crudo</i> (mmb)	<i>Gas</i> <i>natural</i> (mmmpc)	<i>Crudo</i> (mmb)	<i>Gas</i> <i>natural</i> (mmmpc)
PoI BTP-KS	6.6	9.4	6.6	9.4	6.6	9.4
Chuc	92.0	90.7	111.2	137.4	120.3	139.2
Batab	6.3	3.3	6.3	3.3	6.3	3.3
Wayil-JSK	7.4	23.6	8.6	27.5	12.3	39.4
Tumut-JSK	15.2	17.2	38.7	43.6	57.5	64.9
Pokoch-JSK	24.0	34.1	36.9	52.2	36.9	52.2
Onel	27.2	32.4	49.8	56.1	49.8	56.1
Chuhuk-KS	6.3	10.4	14.1	23.4	14.1	23.4
Che BTP-KS	3.4	114.8	3.7	123.9	4.0	133.4
Uchak						
Terciario	0.0	18.9	0.0	18.9	0.0	18.9
Homol-BTP-KS	20.9	24.0	20.9	24.0	20.9	24.0
Homol-JSK	3.9	28.9	12.5	93.2	12.5	93.2
Etkal	2.2	95.0	2.5	108.6	2.5	108.6
Kuil-KS	9.0	8.6	92.8	88.7	114.2	109.2
TOTAL	224.4	511.2	404.5	810.3	457.9	875.3

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2046 en el proyecto es de 57,631 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 30,300 millones de pesos, como se describe en la Tabla 5.

Tabla 5. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos)

Año	Inversión Estratégica (mmpesos)	Inversión Operacional (mmpesos)	Gastos de Operación (mmpesos)
2011	4,499	2,747	1,985
2012	4,890	2,393	1,923
2013	9,598	2,205	2,332
2014	6,399	2,131	2,611
2015	4,834	1,518	2,528
2016	1,514	1,401	1,981
2017	685	1,237	1,809
2018	168	1,411	1,212
2019	431	853	949
2020	222	851	750
2021	82	712	596
2022	153	894	446
2023	3	546	312
2024	36	489	279
2025	1	417	220
2026-2046	0	4,312	10,368
Total	33,515	24,116	30,300

e) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 73.9 dólares por barril para el aceite y 7.3 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue de 12 por ciento 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 2011-2046, el proyecto requiere una inversión de 57,631 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 435,578 millones de pesos. El gasto de operación de 30,300 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 6. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Gastos de Operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Flujo de efectivo
2011	1,985	7,246	31,317	4,240	26,326
2012	1,923	7,283	30,759	3,847	25,401
2013	2,332	11,803	26,836	4,170	16,870
2014	2,611	8,530	42,695	8,592	40,147
2015	2,528	6,352	42,967	9,585	43,673
2016	1,981	2,915	31,388	7,596	34,088
2017	1,809	1,922	31,197	8,076	35,542
2018	1,212	1,578	26,477	7,169	30,856
2019	949	1,284	21,073	5,927	24,766
2020	750	1,074	16,344	4,551	19,071
2021	596	794	12,595	3,376	14,581
2022	446	1,047	9,986	2,196	10,689
2023	312	549	7,292	1,147	7,578
2024	279	525	5,822	842	5,861
2025	220	418	4,414	522	4,299
2026 -2046	10,368	4,312	19,759	2,398	7,476
Total	30,300	57,631	360,921	74,235	347,223

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Indicadores Económicos (mmpesos).

	Indicadores Económicos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	200,459	31,514	Mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	38,677	38,677	Mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	5.18	0.81	peso/peso
Relación beneficio costo	RBC	4.83	0.38	peso/peso

El proyecto obtendría un VPN de 200,459 millones de pesos antes de impuestos y de 31,514 millones de pesos después de impuestos.

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

V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto 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 Chuc, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512-431 recibido el 10 de agosto de 2010, respecto de las asignaciones identificadas con los números: 248, 249, 254, 255, 256 y 263, que la SENER considera como áreas 090-54, 091-54, 090-55, 091-55, 092-55 y 091- 56.

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 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 las asignaciones petroleras asociadas 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 actualización correspondiente e 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:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Insuficiente	Comentario: Incluir las gráficas y tablas de inversión de manera que sean comparables. Calendarizar metas físicas (todas, no sólo la perforación de pozos).
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	
Insuficiente	Comentario: Incluir las gráficas y tablas de inversión de manera calendarizada a precios 2010. Incluir rubro de reparaciones de pozos.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Insuficiente	Comentario: Incluir gasto de operación. Las variaciones en parte son debidas a un horizonte de tiempo diferente pero se requiere detallar las demás causas (señalar lo que corresponde a la adición de más años y las demás causas).
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento,	

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

Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Insuficiente	Comentario: Realizarlo de acuerdo al correo enviado, el 1 de Septiembre de 2010, al Ing. José Luis Pérez Hernández.
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	Comentario:
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	

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

b) Consistencia de la información.

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 Chuc, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Aspectos Estratégicos.

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, estimulación, recuperación secundaria y/o mejorada.
- 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, la rentabilidad en el largo plazo.

ii. Formulación del proyecto

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de

recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.

- b) Para incrementar la reserva del proyecto PEP deberá analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto de explotación Chuc.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de 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, recuperados 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 frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, 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 2% de las reservas totales de aceite de la nación y el 2.2% de las reservas totales de gas.
- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Debido a que los horizontes presentados en el documento del proyecto de Pemex son diferentes a los de reservas, 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 la Figura 2 y 3.

Figura 2. Perfiles de producción de aceite proyecto explotación Chuc.

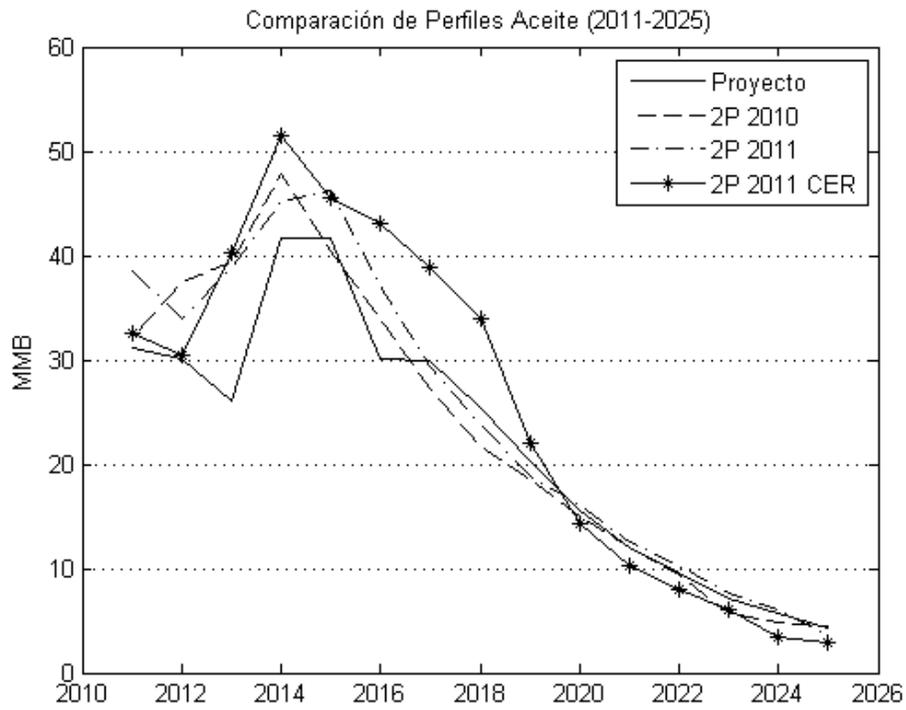
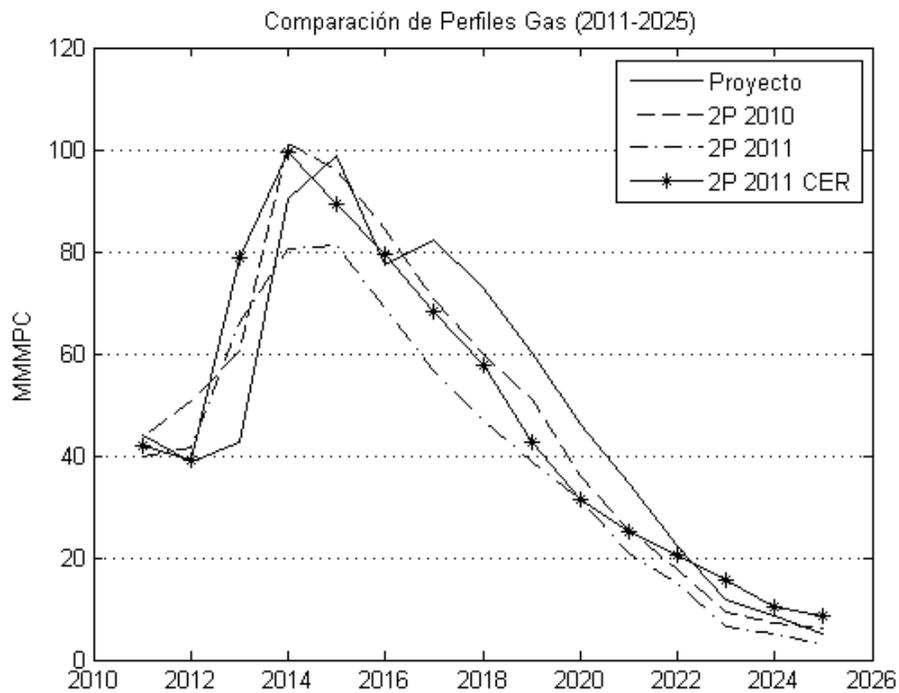


Figura 3. Perfiles de producción de gas proyecto explotación Chuc.



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) Con respecto a las últimas cifras de reservas presentadas por Pemex, se tienen que el perfil del proyecto es superior al correspondiente del certificador y Pemex para 2010 y 2011, por lo que la Comisión recomienda que Pemex realice los análisis necesarios para determinar los aspectos técnicos que generan las variaciones entre dichas cifras, aspectos que pudieran mejorar los criterios y las herramientas para determinar los perfiles de producción y en consecuencia los volúmenes a recuperar.
- e) Pemex debe reducir 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.
- f) Se recomienda que se incluya 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. Así como estadísticas de campos análogos a nivel mundial, respecto a las características de los campos.

- g) Pemex deberá especificar claramente qué campos están siendo certificados ante un tercero independiente, indicando si estos pertenecen a campos mayores menores u otros y por qué fueron clasificados en estas categorías.

iii. Ingeniería de yacimientos.

- a) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, la Comisión considera necesario que se cuenten con estudios sobre los mecanismos de empuje que intervienen en la producción de los campos principales, donde se especifiquen los porcentajes de contribución de cada mecanismo en toda la historia de explotación.
- b) La Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite del yacimiento, tanto en matriz como en fractura.
- c) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, la Comisión considera necesario que Pemex realice pruebas especiales PVT.
- d) Pemex deberá presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que los modelos de simulación numérica de yacimientos que se tienen, se deben de usar también para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que sean aplicables a los campos.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) La CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.

- b) PEP debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación 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, y adicionalmente en el caso de los yacimientos naturalmente fracturados se debe reducir la incertidumbre en todos los parámetros que describen el flujo entre los sistemas matriz y fractura.

vi. Instalaciones superficiales.

vi.1 Abandono de instalaciones.

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

- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se considere la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada,

antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

- b) Además, la Comisión considera que PEP debe atender el rezago 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 que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

vi.4 Medición.

Dentro de los sistemas de medición para el proyecto, Pemex menciona como antecedente los aspectos relacionados con el manejo de la producción entre sus complejos de producción.

Mencionan que la medición de aceite que se cuenta en el complejo Pol-A es de tipo másico con capacidad máxima de 94,000 libras masa por minuto y con 21,700 barriles por hora de flujo de líquido. En cuanto a la medición de gas, se tiene instalado medidores de placa de orificio. También comentan que la producción de aceite finalmente se envía a tierra, en la Terminal Marítima Dos Bocas, donde se aplica el proceso de estabilizado, desalado, deshidratado, mezclado con crudo pesado maya (previo calentamiento) para tener un aceite en condiciones de calidad para su distribución comercial hacia tanques y/o buques-tanque marinos y otra parte se envía a la planta de refinación de Nuevo Teapa.

Para el gas comentan que este se recolecta en el centro de proceso Pol-A se comprime e integra con el arribo de las corrientes de gas de llegada del centro de proceso Abk-A en la plataforma Pol-A-Enlace para su envío en el gasoducto existente 36" de diámetro hasta su destino en la estación de recompresión, ubicada en el centro procesador de gas en Atasta.

Para este proyecto, como cualquier otro de explotación, es importante evaluar en todos los puntos técnicamente posibles, la cantidad y calidad de los hidrocarburos, ya que esto será la base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causal 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 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, serán importantes en la determinación del volumen total de producción.

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

- a) Con lo mencionado, la Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que, bajo un enfoque integral, 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.

El objetivo del Plan Estratégico de Medición es estructurar un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEP en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.

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

vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) En este proyecto se considera la aplicación de un procesos de recuperación mejorada en uno de sus yacimientos, sin embargo, no se considera la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los demás yacimientos, por lo que la Comisión

considera que para incrementar la reserva del proyecto, Pemex debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los yacimientos del proyecto, e implementar los que aplique. Además, para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEMEX 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 Pemex para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto de explotación Chuc 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 73.9 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 7.3 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- El factor utilizado para convertir a barriles de petróleo crudo equivalente fue de 5000 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.

- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre producción y desarrollo.

En la Tabla 8 se muestra los resultados económicos.

Tabla 8. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	200,459	31,514
VPI	mmp	38,677	38,677
VPN/VPI	peso/peso	5.18	0.81
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	4.83	0.38

- 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, sin embargo, la relación beneficio costo después de impuestos, calculada por PEP, no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente neto positivo del proyecto en la alternativa 1. La Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.
- 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.
- Es importante mencionar que el proyecto presenta flujos de efectivo negativos, por lo que Pemex deberá 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 2034 y después de impuestos a partir del año 2030, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

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 el proyecto ambiental “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral”.

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

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0200.03 del 19 de agosto de 2003, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT, autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” por un periodo de 2 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y sus respectivas modificaciones:

- a) Primera modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DDT-0497.05 emitido el 29 de junio de 2005 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:
 - i. Instalación de 6 Plataformas: Chuhuk-A, Etkal-1, Etkal-101, Homol-A, Tumul-A y Pokoch-1, de las cuales únicamente se han instalado dos Homol-A y Tumut-A.
 - ii. Instalación de 6 Ductos: Etkal-101/Homol-A, Chuhuk-1/Homol-A, Pokoch-1/Tumut-A, Chuc-A/Homol-A, Homol-A/Chuc-A, Tumut-A/Chuc-A), de los cuales únicamente se ha instalado el ducto Tumut-A/Chuc-A.

b) Segunda modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0083/07 con fecha de emisión de 19 de enero de 2007 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:

i. Instalación de un Ducto: Che-1/Homol-A, el cual ya fue instalado.

c) Tercera modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DESEI-0628/07 emitido el 20 de abril de 2007 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:

i. Instalación de un Ducto: Homol-A/Chuc-A.

d) Cuarta modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/1617/07 emitido el 7 de septiembre de 2007 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:

i. Instalación de una Plataforma: Onel-A.

ii. Instalación de 2 Ductos: Onel-A/Batab-A, Homol-A/Chuc-A.

iii. Perforación de 2 pozos en la plataforma Onel-A.

e) Quinta modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/4464/09 emitido el 29 de julio de 2009

y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:

- i. Instalación de 3 Plataformas: Kuil-A, Homol-101 y Wayil-1.
- ii. Instalación de 5 Ductos: Kuil-A/Homol-A, Onel-A/Ixtal-A, Wayil-1/Homol-101, Homol-101/Homol-A y Homol-A/Kuil-A.
- iii. Perforación de 51 pozos: 9 para Kuil, 9 para Onel, 6 para Chuhuk, 3 para Homol-101, 3 para Wayil-1, 3 para Etkal-101, 3 para Etkal-1, 3 para Pokoch-1, 6 para Tumut-A y 6 para Homol-A, a julio de 2010 se ha perforado 1 pozo en el campo Tumut.

Figura 4.- Ubicación de la poligonal del proyecto y las asignaciones solicitadas por Pemex para el proyecto de explotación Chuc.

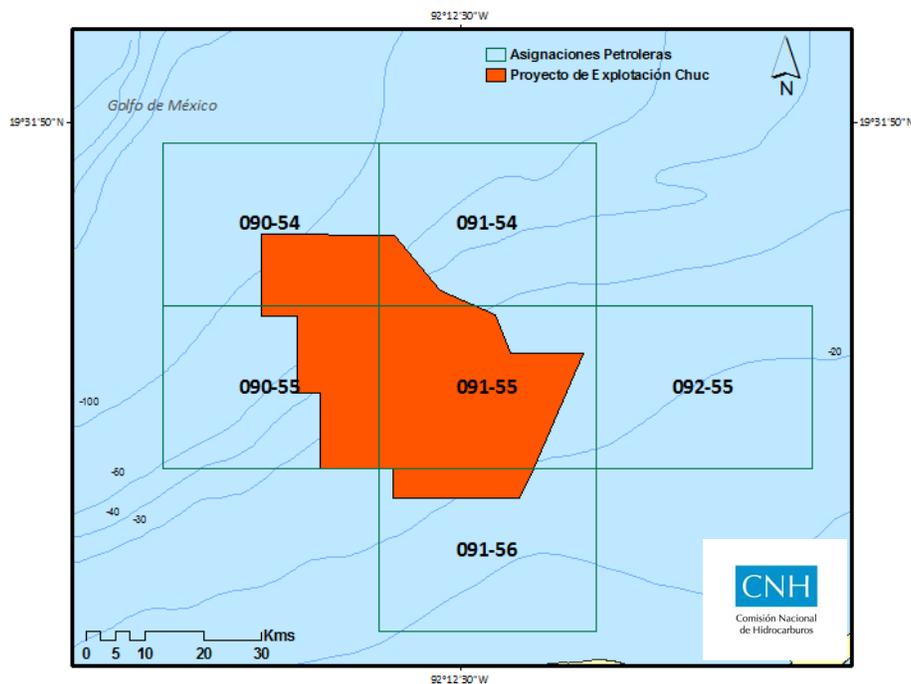
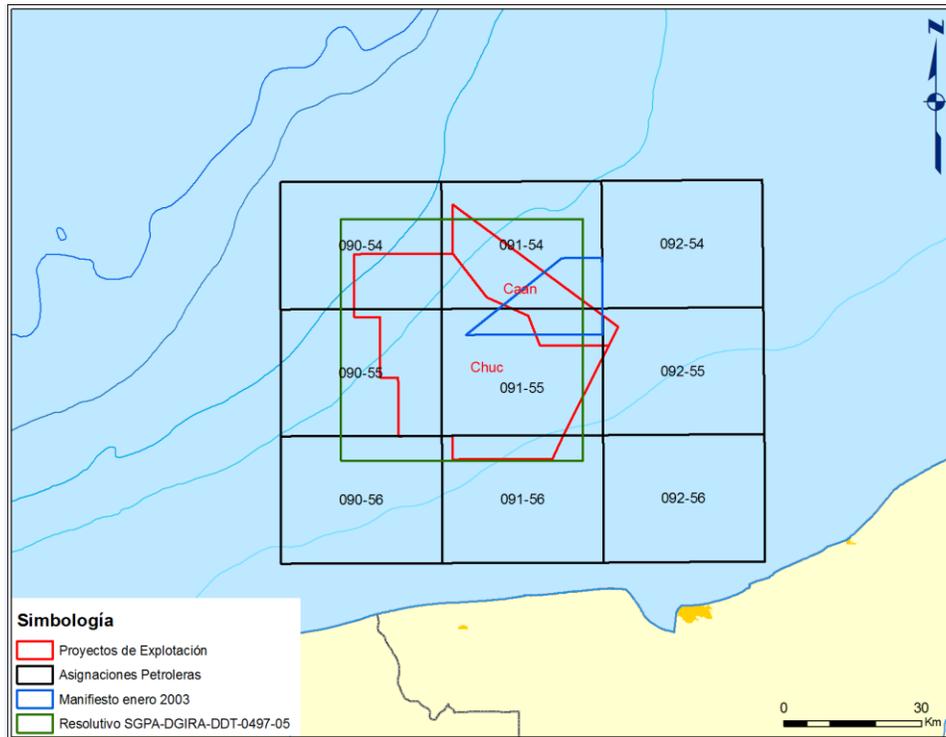


Figura 5. Ubicación de la poligonal del proyecto, la poligonal ambiental y las asignaciones petroleras del proyecto de explotación Chuc.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 4 y 5 las áreas 090-54, 091-54, 090-55, 091-55 y 091-56 cuentan de manera parcial con autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), de acuerdo a los oficios resolutivos referidos por Pemex.

Asimismo el área 092-55 no cuenta con autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

Se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades y/o la vigencia de las autorizaciones actuales.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de

impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Esta Comisión recomienda que Pemex señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; con el fin de dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto de explotación Chuc, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión.
- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas de las poligonales ambientales correspondientes a los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- h) Verificar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Chuc, no han sido sobrepasadas por las realizadas hasta la fecha.

- i) 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 Chuc cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades descritas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad en materia ambiental (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.**

Para el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc los aspectos de seguridad y cuidado del medio ambiente son prioritarios, por lo cual los programas de seguridad están dirigidos a verificar el estado físico de las instalaciones, realizar inspecciones de riesgo y auditorías de seguridad, calibración de espesores y pruebas no destructivas, entre otros. Dentro de su operación normal y en la ejecución de los trabajos de mantenimiento, se aplican las normas y procedimientos de seguridad tendientes a reducir los accidentes en cada una de las plataformas actuales y en las que se integrarán al proceso.

Pemex menciona que han identificado los riesgos potenciales de las operaciones y las instalaciones actuales de los procesos mediante la aplicación de las técnicas de HAZOP y Listas

de Verificación. Los riesgos principales identificados son las fallas en las operaciones a causa de errores mecánicos y humanos.

- **Evaluación de Riesgos.**

Pemex afirma que la evaluación determinó los siguientes elementos y actividades con mayores posibilidades de recibir impactos considerables en el desarrollo del proyecto, y los cuales deben considerarse para el establecimiento de medidas de mitigación:

- Calidad del aire (Emisiones).
- Calidad del agua (Descargas).
- Suelo.
- Ruido.
- Medio ambiente.
- Manejo de residuos.

El proyecto involucra la perforación de 25 pozos de desarrollo, 12 reparaciones mayores, la recuperación de 7 pozos exploratorios, la instalación de 8 estructuras marinas, la construcción de 86 kilómetros de ductos y la implantación de un proceso de recuperación mejorada en el periodo 2011-2046.

Por las actividades físicas señaladas en el párrafo anterior aunado a las acciones que Pemex está llevando a cabo en materia de seguridad industrial, se considera importante que se tenga una identificación y evaluación de riesgos efectiva involucrando diferentes factores de seguridad que deben ser supervisados y/o verificados bajo los procedimientos y normatividad vigente la cuál falta que sea mencionada con un mayor detalle, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria.

Cabe destacar que el abandono de pozos es una actividad que involucra diferentes factores de seguridad y ambientales que deben ser supervisados bajo los procedimientos y normatividad vigente, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria.

Para la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.

Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales, tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.

Asimismo, el sistema de administración integral de la seguridad deberá ser manifiesto y verificable, debe haber una interrelación entre las instalaciones y el personal (sea de Pemex o se trate de proveedores y/o contratistas), y contribuir a una revisión y actualización periódica de los procedimientos que deriven en prácticas seguras de trabajo.

- 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 Pemex 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 considera necesario que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posibles.

- f) 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 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) Acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
- d) 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.
- e) 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.
- f) 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.

- g) 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, 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.
- h) 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.
- i) 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.
- j) Que Pemex solicite 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.
- k) Se deberán documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos bajo los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictamen que haya emitido la Comisión, vigentes en ese momento.
- l) Desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
- m) 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.

- n) 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.
- o) 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.
- p) 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 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, 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 Chuc 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.

3. 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.
4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, asegure 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 2034 y después de impuestos a partir del año 2030, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

IX. Opinión

Para los efectos administrativos a que tenga lugar en términos de la fracción XV, del artículo 4o. 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 Chuc.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 248, 249, 254, 255, 256 y 263, que la SENER considera como áreas 090-54, 091-54, 090-55, 091-55, 092-55 y 091- 56, la cual se limita a las actividades relacionadas con el proyecto de explotación Chuc con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del proyecto de explotación Chuc.

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN CHUC

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	(2016-2051)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	7,246	7,283	11,803	8,530	6,352	16,417	57,631	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,985	1,923	2,332	2,611	2,528	18,921	30,300	10
Qo Promedio.	(mbd)	85.1	82.3	71.6	114	114	-	349.6 (mmb aceite)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.	Construcción de estructuras, para perforación y recuperación de pozos, de tipo Octápodo, tetrápodos reforzados y aligeradas con recursos limitados. Los pozos a perforar incluyen verticales y altamente desviados.								
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	4	5	6	6	3	1	25	NA
Terminación.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reparaciones Mayores.	(número)	1	1	2	4	2	2	12	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

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.