



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

**DICTAMEN DEL PROYECTO
DE EXPLOTACIÓN
EL GOLPE – PUERTO CEIBA.**

MAYO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	11
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	17
A) UBICACIÓN.	17
B) OBJETIVO	18
C) ALCANCE.	18
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	21
E) INDICADORES ECONÓMICOS	22
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	25
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	26
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	29
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	30
A) ESTRATEGIA	30
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	30
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	30
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	31
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	31
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	32
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	35
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	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.....	47
VII. CONCLUSIONES	52
VIII. DICTAMEN	53
IX. OPINIÓN.....	56

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 El Golpe - Puerto Ceiba.

El proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Bellota-Jujo, 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 916, 917, 1141, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-58, 087-59, 088-58, 088-59 y 089-58 mediante oficio No. SRS-10000-80000-950/2010 del 23 de septiembre de 2010 y recibido en la SENER el 24 de septiembre de 2010.

El dictamen del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba 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. 512.485-10 de fecha 5 de octubre 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-838/2010 recibido en la CNH el 12 de noviembre de 2010, por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el cual actualiza la documentación del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.
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 de fecha 14 de febrero de 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía dos discos compactos con los archivos electrónicos de la 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) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- b) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- c) Abandono de campos.

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

- ***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 para el aceite de 16.6% y para el gas de 20.3%, en un horizonte de planeación a 17 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***

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

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

- ***Seguridad Industrial***

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

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

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba, 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 74, API RP 75 y API RP 75L.

- ***Ambiental***

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe - Puerto Ceiba”.

Las áreas 087-58, 088-58, 089-58, 087-59 y 088-59 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG 2129.07).

Las áreas 088-58 y 089-58 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

El área 088-59 se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”.

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 Conclusiones**

Derivado del análisis del proyecto presentado por Pemex, se dictamina el proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba como no favorable, principalmente por las siguientes razones:

1. Los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no son consistentes con las cifras que PEP ha remitido para sustentar sus estimaciones de reserva. Se presentan grandes diferencias en las diferentes estimaciones. Es necesario que los pronósticos sean revisados y ajustados conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas.

Figura 1. Perfiles de producción de aceite, proyecto explotación El Golpe - Puerto Ceiba.

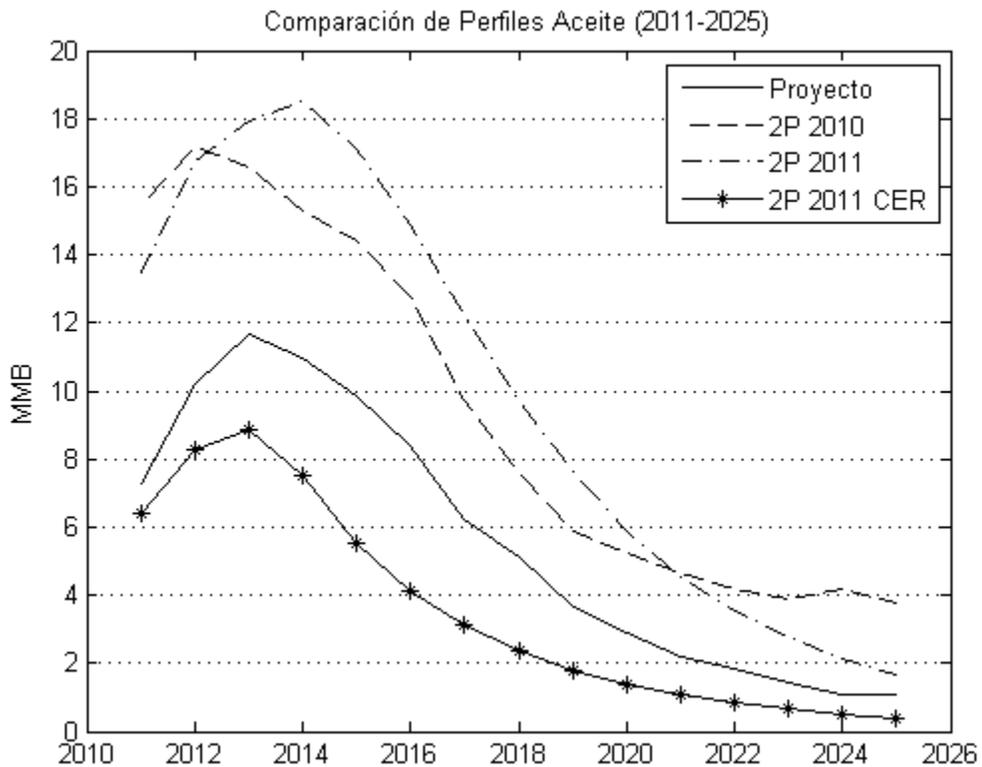
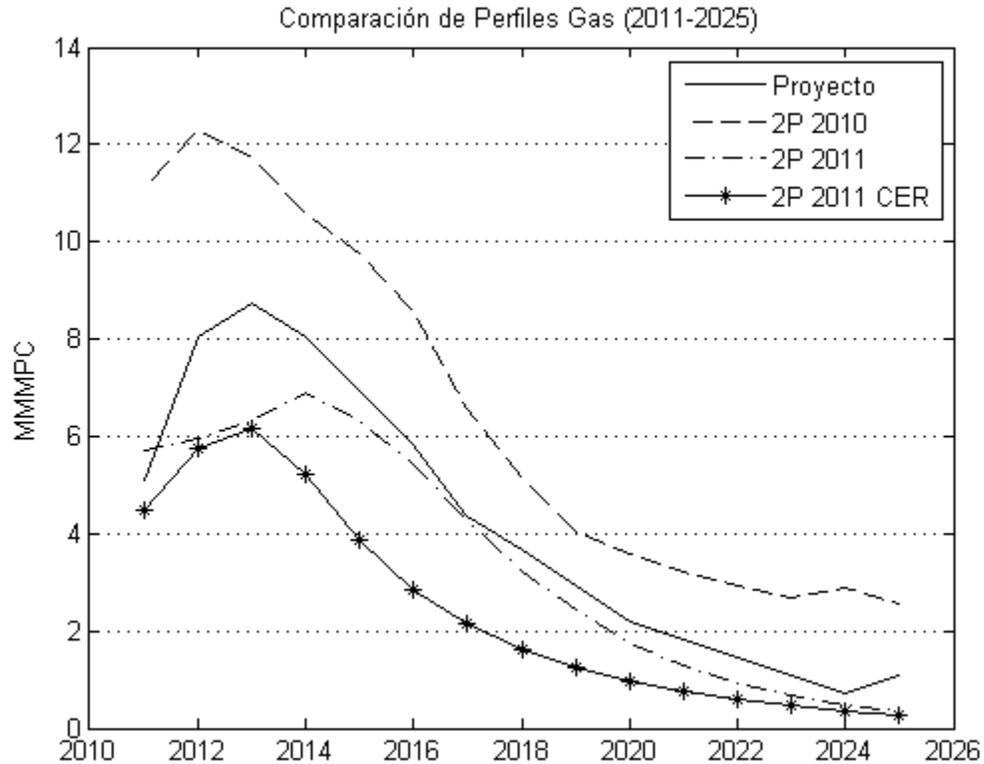


Figura 2. Perfiles de producción de gas, proyecto explotación El Golpe - Puerto Ceiba.



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 PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P 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.

2. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos, en distintos años del proyecto, situación que debe ser revisada para generar las alternativas que permitan darle mayor rentabilidad al proyecto.

En este sentido la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba en la que sean tomadas en cuenta las observaciones contenidas en el presente documento.

III. Mandato de la CNH

La Comisión es un órgano desconcentrado de la SENER 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 SENER, 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..

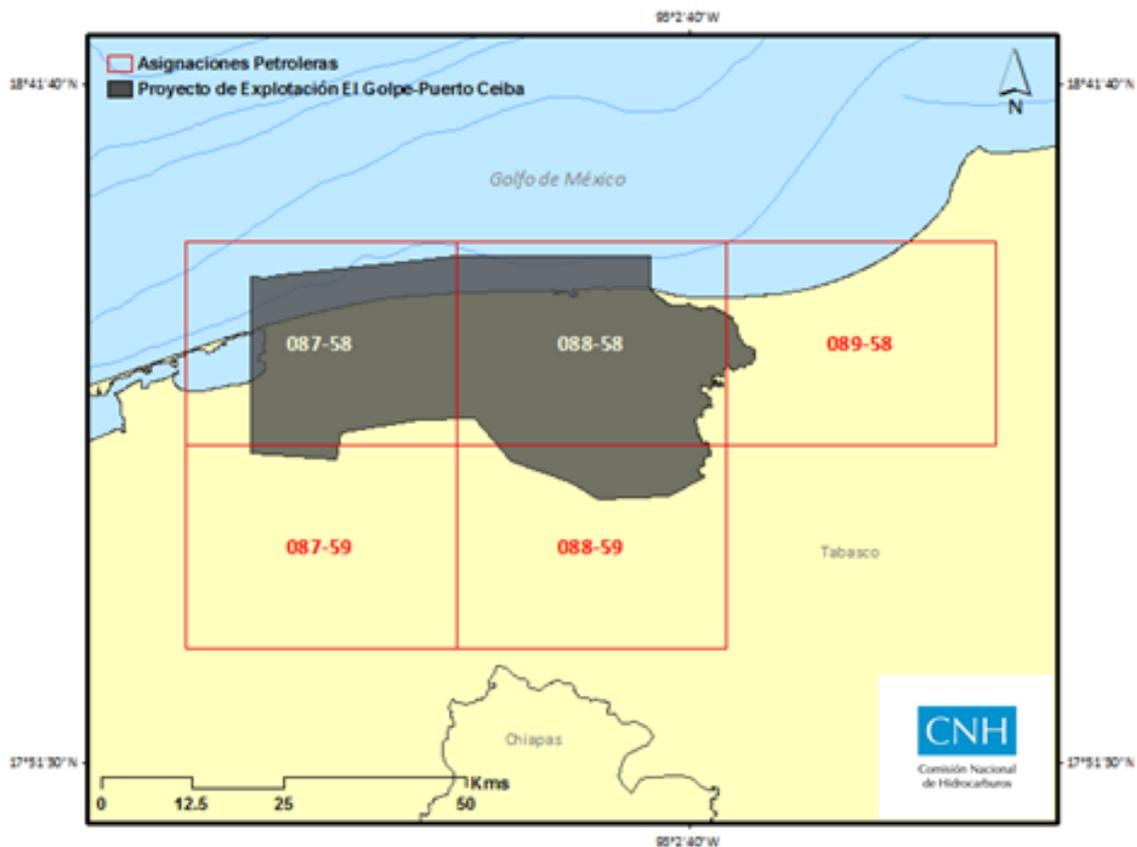
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante Oficio No. SPE-838/2010 recibido en la CNH el 12 de noviembre de 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba, para el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba se desarrolla en la porción Norte-Oeste del Estado de Tabasco y sus campos comprenden una extensión de 1,800 km², localizados en los municipios de Jalpa de Méndez, Paraíso, Comalcalco y Cárdenas.

Figura 3. Localización del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.



b) Objetivo

Extraer una producción acumulada de 84 millones de barriles de aceite y 63 miles de millones de pies cúbicos de gas en el periodo 2011-2028.

c) Alcance.

El proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba tiene previsto llevar a cabo la perforación de 24 pozos de desarrollo, 74 reparaciones mayores, 32 reparaciones menores, la implementación de 15 sistemas artificiales de explotación, el abandono de 65 pozos, la construcción de 1 cabezal de recolección y 26 líneas de descarga, con una inversión de 15,338 millones de pesos.

Para el desarrollo del proyecto Pemex analizó y evaluó tres alternativas.

Alternativa 1. *Esta alternativa considera un esquema de explotación de comportamiento primario, mediante la perforación y terminación de 24 pozos de desarrollo, 74 reparaciones mayores, 32 reparaciones menores y la implementación de 15 sistemas artificiales de producción, estudios para los campos terciarios y mesozoicos, así como estudios de actualización del modelo estático-dinámico del campo Mayacaste, el abandono de 65 pozos, construcción de 26 líneas de descarga y 1 cabezal de recolección para el campo Mayacaste.*

Alternativa 2. *Esta alternativa considera el mismo esquema de explotación de la alternativa 1, así como los estudios de los modelos estático-dinámico, infraestructura para el manejo de la producción y el abandono de pozos considerado en dicha estrategia, en este esquema de explotación se suprime la implementación de los 15 sistemas artificiales de producción. Esta alternativa se puede definir como el caso base de las otras dos alternativas.*

Alternativa 3. *Esta alternativa considera el mismo esquema de explotación que la opción 1, teniendo como principal estrategia la búsqueda de nuevas tecnologías con el fin de tener una solución a la problemática de la producción de agua (inyección de geles y electro-tratamiento), además de la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos Santuario y El Golpe; adicionalmente, se tiene considerado adquirir sísmica 3D en el*

área Suroeste de los campos Santuario y El Golpe para soportar la perforación de más pozos de desarrollo.

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

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

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Alternativa 1		
Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	20	14
2012	28	22
2013	32	24
2014	30	22
2015	27	19
2016	23	16
2017	17	12
2018	14	10
2019	10	8
2020	8	6
2021	6	5
2022	5	4
2023	4	3
2024	3	2
2025-2028	3*	3*
Total	84	63
• Promedio 2025-2028	(mmb)	(mmpc)

En la Tabla 2 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto El Golpe – Puerto Ceiba.

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

Categoría	Volumen original		Factores de Recuperación	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	mmb	mmmpc	%	%
1P	2,757	1,836	21.5	25.8%
2P	3,374	2,233	19.8	23.1%
3P	3,416	2,266	19.7	23.3%

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.

Pemex 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 El Golpe - Puerto Ceiba se presentan en la Tabla 3.

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

Categoría	Reservas Remanentes		
	Aceite	Gas	Petróleo crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	118	84	126
2P	190	125	207
3P	197	138	216

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2028 en el proyecto es de 15,338 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 4,478 millones de pesos, como se describe en la Tabla 4.

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

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos de operación (mmpesos)
2011	2,993	414
2012	2,842	525
2013	1,791	576
2014	1,373	541
2015	925	489
2016	561	422
2017	555	336
2018	550	282
2019	540	223
2020	522	168
2021	535	132
2022	576	109
2023	541	87
2024	526	75
2025-2028	509	100
Total	15,338	4,478

e) Indicadores económicos

Para el proyecto se utilizó un precio promedio de 73.3 dólares por barril para el aceite y 6.6 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

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

En el horizonte 2011-2028, el proyecto requiere una inversión de 15,338 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 90,446 millones de pesos. El gasto de operación de 4,478 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

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

Año	Gastos de Operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total Ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos
2011	414	2,993	7,461	474	7,935	4,529	-897
2012	525	2,842	10,533	745	11,278	7,911	295
2013	576	1,791	11,763	800	12,563	10,196	1707
2014	541	1,373	11,257	747	12,004	10,091	1978
2015	489	925	9,997	645	10,642	9,228	2034
2016	422	561	8,375	539	8,914	7,931	1906
2017	336	555	6,315	409	6,724	5,833	1290
2018	282	550	5,057	330	5,387	4,555	916
2019	223	540	3,785	256	4,041	3,279	551
2020	168	522	2,824	199	3,023	2,333	294
2021	132	535	2,155	158	2,313	1,646	86
2022	109	576	1,696	128	1,824	1,140	-90
2023	87	541	1,277	100	1,377	749	-178
2024	75	526	1,011	82	1,093	492	-244
2025	56	509	681	61	742	177	-322
2026	41	0	509	36	545	504	137
2027	2	0	27	2	29	27	7
2028	1	0	10	0	10	10	3
2011-2028	4,478	15,338	84,733	5,713	90,446	70,629	9,472

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

Tabla 6. Indicadores Económicos (mmpesos).

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	45,745	5,767	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI =	10,479	10,479	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	4.37	0.55	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C =	4.43	0.36	peso/peso

El proyecto obtendría un VPN de 45,745 millones de pesos antes de impuestos y de 5,767 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 El Golpe - Puerto Ceiba, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.485/10 recibido el 5 de octubre de 2010, respecto de las asignaciones identificadas con los números: 916, 917, 1141, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-58, 087-59, 088-58, 088-59 y 089-58.

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

Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:
3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Suficiente	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Insuficiente	Comentario: Explicar las diferencias entre las características principales de cada opción técnica. No se especifica la estrategia de ejecución en cada opción técnica, incluir diagramas y gráficos para aclarar la estrategia de ejecución.
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	

Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Insuficiente	Comentario: Hay inconsistencia en el RBC después de impuestos, se especifica en dos páginas diferentes, 0.36 en la Pág. 95 y 1.10 en la Pág. 134.
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Suficiente	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	Comentario:

6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
Suficiente	Comentario:
7. Seguridad industrial	
7.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario:
8. Medio Ambiente	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Suficiente	Comentario:

b) Consistencia de la información.

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 El Golpe - Puerto Ceiba, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estrategia

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, productividad de pozos, recuperación secundaria y/o mejorada, y mantenimiento de instalaciones superficiales.
- b) La Comisión considera necesario que Pemex incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad en el largo plazo.

ii. Formulación del proyecto

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

gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros; por lo que 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 para los campos del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.
- 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.
- e) Pemex 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.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de

adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.

- b) Estos yacimientos estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas del yacimiento. Es recomendación de esta Comisión que se realicen “Modelos de Fracturas” en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los campos. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en la literatura no deben 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 0.9% de las reservas totales de aceite de la nación y el 0.3% 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 de Pemex son diferentes y, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025, obteniendo los resultados mostrados en la Figura 4 y 5.

Figura 4. Perfiles de producción de aceite proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.

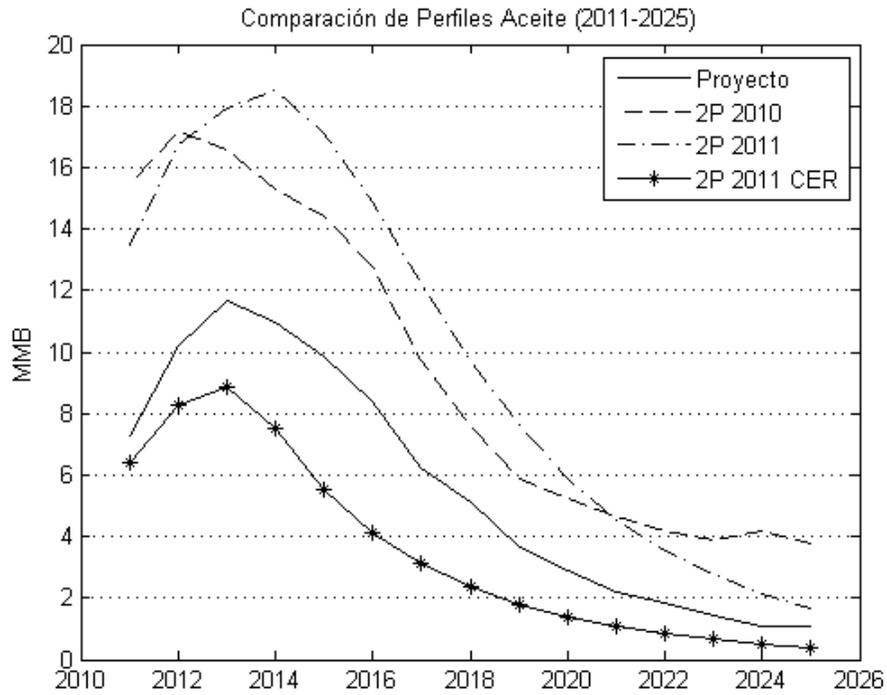
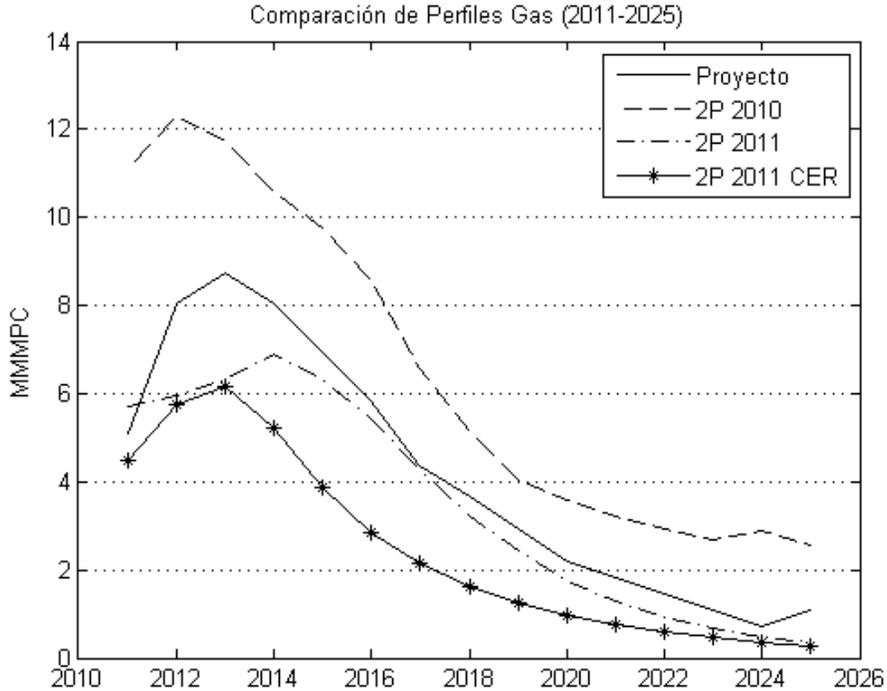


Figura 5. Perfiles de producción de gas proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.



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 CER 2011: 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 PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P 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.

Es necesario que Pemex observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.

- d) 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.
- e) 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.
- f) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas.
- 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 de los yacimientos principales que intervienen en la producción de hidrocarburos, con los cuales se puedan conocer los porcentajes de contribución de cada uno en toda la historia de explotación y apoyar en el desarrollo integral del proyecto.

- b) La Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite del yacimiento, tanto en matriz, como en fractura del Campo Puerto Ceiba.
- c) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, la Comisión considera necesario que para cada tipo de aceite de este proyecto PEP realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con todos los tipos fluidos de las formaciones productoras representativas.
- d) PEP deberá 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 es indispensable que PEP cuente con un modelo de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas miscible en los campos donde aplique.

iv. Intervenciones a pozos.

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

v. Productividad de pozos.

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

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEMEX realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, en el caso de los yacimientos que describen el flujo entre el sistema matriz-fractura, además para apoyar en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, elementales para el diseño de estimulaciones y pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

vi. Instalaciones superficiales

vi.1 Abandono de instalaciones.

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

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

- 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.

Pemex menciona que los puntos de medición en el proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba se manejan para contabilizar los volúmenes extraídos de los pozos que se distribuyen en las instalaciones con la batería, corrientes, cabezales periféricos y/o generales de los campos, y

son llevada a cabo a boca de pozo utilizando diferentes medidores realizando simultáneamente un control de calidad en cada una de las mediciones.

Para el caso de la medición de corriente en la Terminal Marítima de Dos Bocas, Pemex menciona que utiliza el sistema de medición 900, basado en medidores de desplazamiento positivo los cuales son calibrados rutinariamente con el fin de determinar su factor de medidor al tiempo que se realiza un análisis de comportamiento de dichos factores. En caso de no tener los valores dentro de un rango determinado, se solicita a una tercera la verificación de los medidores.

Pemex afirma que todos los procesos de verificación, calibración y certificación, así como la puesta en operación de los medidores se asientan en bitácora, en reportes de pruebas, gráficas de desempeño y certificado de calibración con el fin de tener un control y supervisión de los procesos.

Para este proyecto como cualquier otro de explotación es importante evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos, con base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causación del pago de impuestos correspondientes, realizar la medición de los hidrocarburos tanto dinámicas dentro de los procesos de transporte como estáticas de inventarios en tanques serán de vital importancia en el conocimiento de la producción real de los campos y por lo tanto del proyecto.

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

Dar un seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición en general de los volúmenes

y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento serán elementos que permitirán al proyecto evaluar y cuantificar su eficiencia operativa.

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

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

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

vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) En este proyecto se evaluaron algunos métodos de recuperación secundaria y mejorada para un par de campos. La Comisión considera que para incrementar la reserva del proyecto, Pemex debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en otros yacimientos del proyecto.

- b) Para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que se apliquen, PEMEX deberá incluir un programa de donde se especifiquen las actividades principales a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

c) Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto de Explotación El Golpe - Puerto Ceiba 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 73.3 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 6.6 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 7 se muestra los resultados económicos.

Tabla 7. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	45,745	5,767
VPI	mmp	10,479	10,479
VPN/VPI	peso/peso	4.37	0.55
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	4.43	0.36

- a) La relación beneficio costo después de impuestos que PEP presentó en el proyecto no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente positivo del proyecto en la alternativa 1. Esta situación no cambia la decisión del proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.
- b) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- c) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta alternativa registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo, aun cuando se tiene una producción total de hidrocarburos ligeramente menor que la tercera alternativa.
- d) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos, del año 2022 al 2025. Situación que debe evaluarse a futuro y proponer alternativas que permitan extender los flujos de efectivo positivos del proyecto.
- e) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que PEP trabaje en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, lo que permitirá una

administración más eficiente del proyecto de acuerdo con riesgo e incertidumbre presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.

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 “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”.

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

Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 de fecha 14 de septiembre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la ejecución del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y su respectiva modificación con clave de oficio S.G.P.A.DGIRA/DG/0149/09 con fecha 15 de enero de 2009 y la cual consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

Figura 6. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.

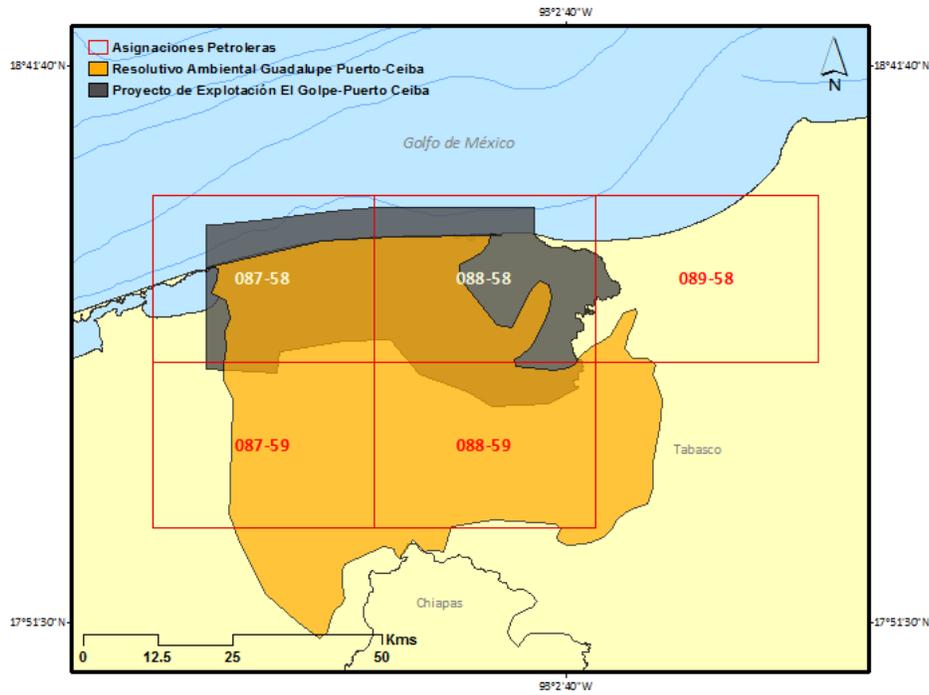
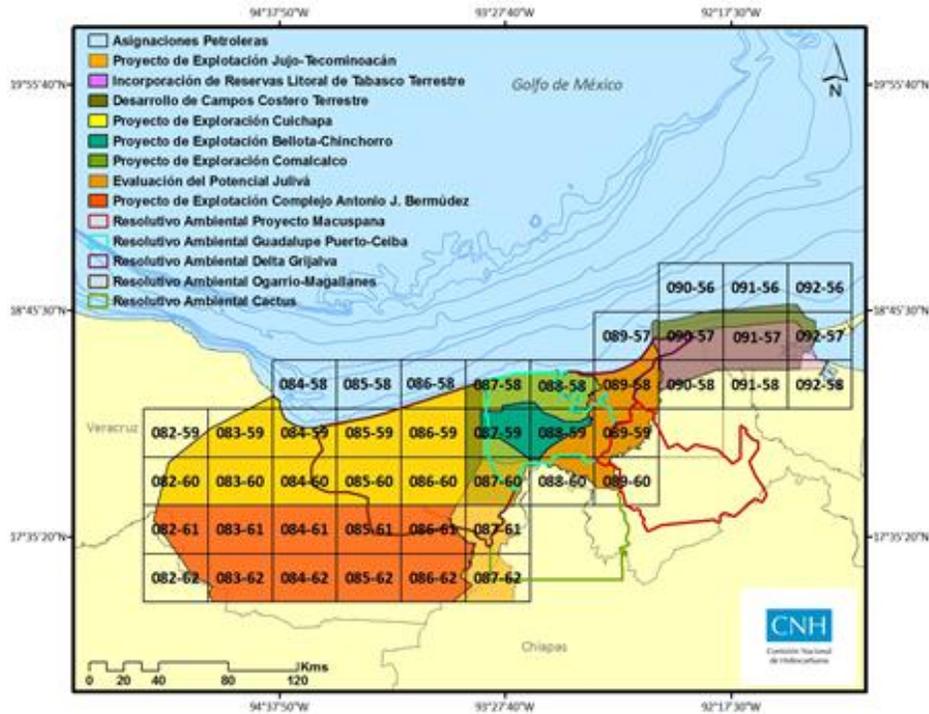


Figura 7.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 6 y 7 las áreas 087-58, 088-58, 089-58, 087-59 y 088-59 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG 2129.07).

De acuerdo a la Figura 7, las áreas 088-58 y 089-58 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

De acuerdo a la Figura 7, el área 088-59 se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”.

Esta Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan al proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente.

- 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) 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 El Golpe - Puerto Ceiba, 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. Se recomienda incluir, en la documentación presentada por Pemex, una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área amparada ambientalmente para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- g) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.
- h) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, el oficio resolutivo resulta necesario para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.

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

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

La seguridad industrial debe verse como un sistema de administración integral, que incluya los diferentes elementos que lo soportan empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas, los cuales al igual que el personal de PEP deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- **Identificación de Riesgos.**

En cuanto a la identificación de riesgos, Pemex menciona que la seguridad industrial es una prioridad en el proceso operativo y productivo del proyecto, por lo que el manejo de los riesgos operativos e integridad de las instalaciones se encuentran basadas en esquemas de SSPA tales como el que las instalaciones cuenten con un estudio actualizado de análisis de riesgo de los procesos y un atlas de riesgo, además la verificación de las mismas es llevada a cabo por la Comisión Mixta de Seguridad e Higiene. Asimismo se realizan un seguimiento a las anomalías de seguridad, inspecciones de riesgo, auditorías internas, matriz de confiabilidad de instalaciones, entre otras actividades para salvaguardar la seguridad y llevar los riesgos al mínimo.

- **Evaluación de Riesgos.**

En relación a la evaluación de riesgos operativos, Pemex muestra la jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías detectadas, las cuales se posicionan de acuerdo a la siguiente matriz de riesgos:

Figura 8. Matriz de asignación de riesgo.

F R E C U E N C I A	Alta (F4)	II / B	II / B	I / A	I / A
	Media (F3)	III / C	II / B	II / B	I / A
	Baja (F2)	IV / D	III / C	II / B	I / A
	Remota (F1)	IV / D	IV / D	III / C	II / B
		Menor (C1)	Moderada (C2)	Grave (C3)	Catastrófica (C4)
Consecuencia					

Intolerable	Indeseable	Aceptable c/controles	Razonablemente Aceptable
Tipo I / A	Tipo II / B	Tipo III / C	Tipo IV / D

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgos, Pemex aplica los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones para llevar los riesgos a un nivel razonablemente aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias.

Los riesgos operativos se identifican y/o asocian como anomalías de seguridad o ambientales y se clasifican por medio del mecanismo por el cual se detectaron, asignando éstas la severidad correspondiente; la corrección de las mismas se programa atendiendo los criterios de clasificación del riesgo.

Tabla 8. Mecanismos de detección de anomalías

1	Comisión local mixta de seguridad e higiene
2	Auditorias nivel integral de seguridad y ambiental de la instalación (NISAI).
3	Industria limpia.
4	Inspección de seguridad.
5	Análisis de riesgos de los procesos (ARP).
6	Atlas de riesgo

Por otro lado, Pemex menciona que en el complejo el Golpe, los certificados de industria limpia se obtuvieron para la planta deshidratadora y que está pendiente entregar refrendo por parte de PROFEPA. Para Puerto Ceiba el trámite de certificación está en programa de inicio, ya que es nuevo el complejo.

El proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba contempla la perforación de 24 pozos de desarrollo, 74 reparaciones mayores, 32 reparaciones menores, implementación de 15 sistemas artificiales de producción, abandono de 65 pozos, construcción de 1 cabezal de recolección y 26 líneas de descarga en el periodo 2011-2028.

Por todas 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.

Tanto en la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse a lo ya hecho 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 recomienda revisar lo establecido en las Prácticas Recomendadas por el API (American Petroleum Institute) API RP 74, API RP 75 y API RP 75L.

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.

- 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 74, API RP 75 y API RP 75 L.
- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.
- e) La CNH considera necesario que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posible.

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

VII. Conclusiones

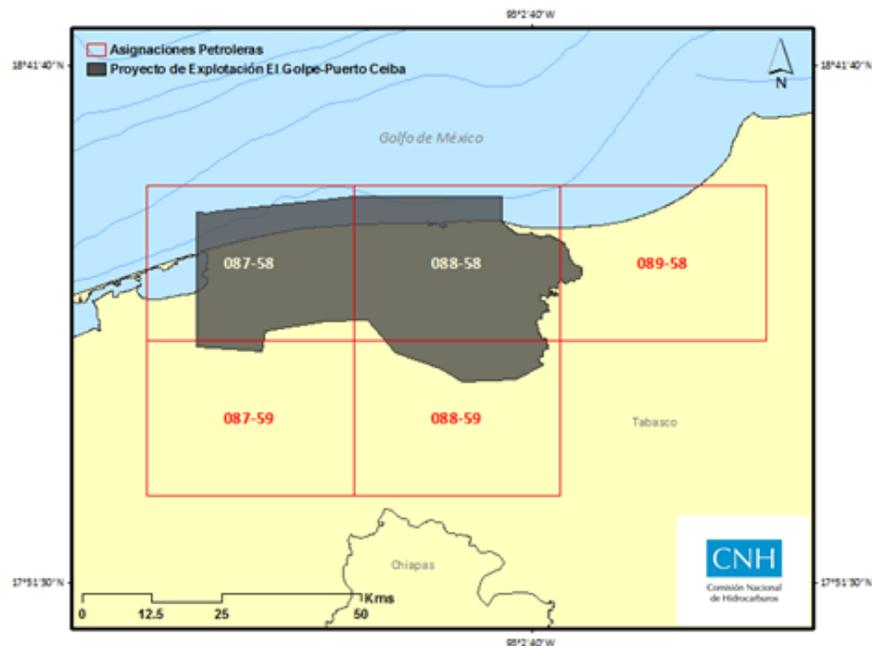
CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como no favorable al proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.
- b) Se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números: 916, 917, 1141, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-58, 087-59, 088-58, 088-59 y 089-58.

Figura 9. Asignaciones Petroleras del Proyecto El Golpe – Puerto Ceiba.



- c) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

VIII. Dictamen

Derivado del análisis del proyecto presentado por Pemex, se dictamina el proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba como no favorable, principalmente por las siguientes razones:

1. Los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no son consistentes con las cifras que PEP ha remitido para sustentar sus estimaciones de reserva. Se presentan grandes diferencias en las diferentes estimaciones. Es necesario que los pronósticos sean revisados y ajustados conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas.

Figura 10. Perfiles de producción de aceite, proyecto explotación El Golpe - Puerto Ceiba.

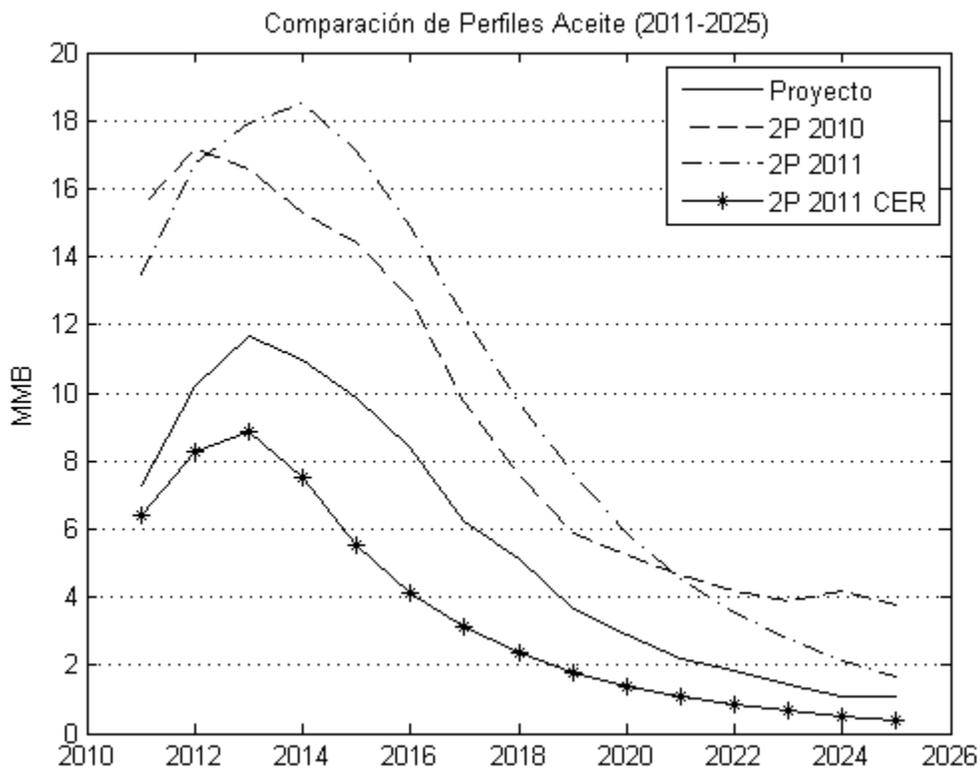
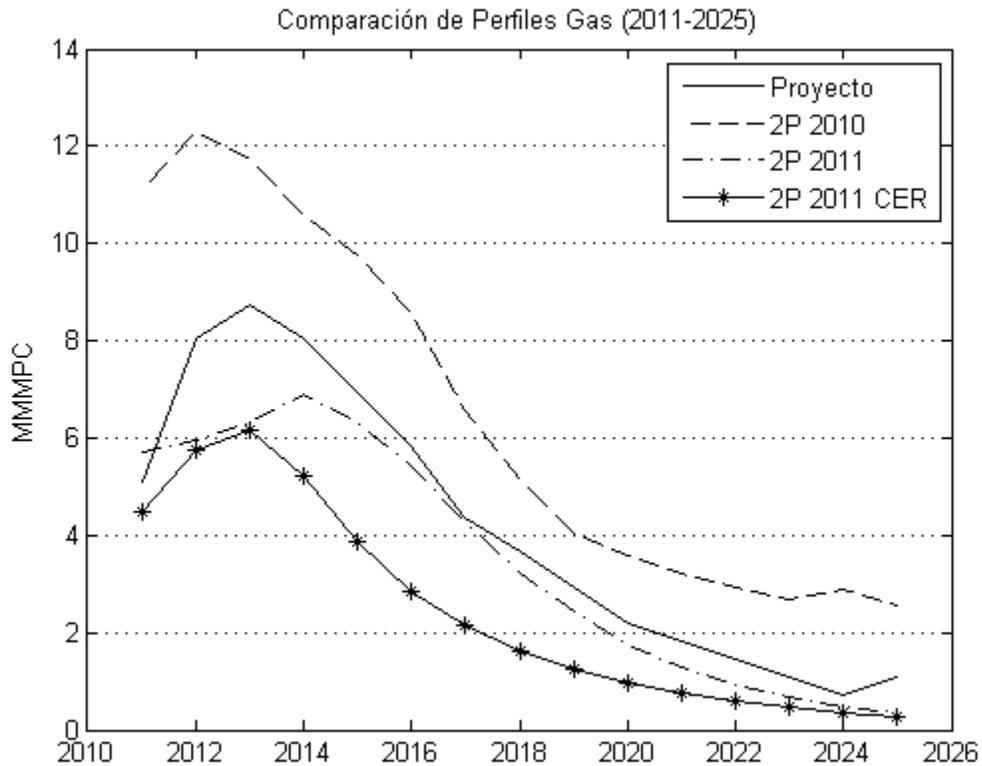


Figura 11. Perfiles de producción de gas, proyecto explotación El Golpe - Puerto Ceiba.



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 PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P 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.

2. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos, en distintos años del proyecto, situación que debe ser revisada para generar las alternativas que permitan darle mayor rentabilidad al proyecto.

En este sentido la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba en la que sean tomadas en cuenta las observaciones contenidas en el presente documento.

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 no favorable.

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 los comentarios y conclusiones se emite la opinión con la finalidad de que la SENER los tome en consideración en los términos y condiciones de los títulos de las asignaciones petroleras que corresponda otorgar para el proyecto de explotación El Golpe - Puerto Ceiba.

En este sentido, se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 916, 917, 1141, 1177 y 1178, que la SENER considera como áreas 087-58, 087-59, 088-58, 088-59 y 089-59, la cual se limita a las actividades relacionadas con el proyecto de explotación El Golpe -Puerto Ceiba con base en la información que fue remitida y analizada.