



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

**DICTAMEN DEL PROYECTO
DE EXPLOTACIÓN
GAS DEL Terciario.**

SEPTIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	10
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	14
A) UBICACIÓN.....	14
B) OBJETIVO	15
C) ALCANCE	15
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	19
E) INDICADORES ECONÓMICOS	20
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	22
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	23
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	26
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	27
A) ESTRATÉGICA.....	27
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	27
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	27
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	28
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	28
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	28
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	29
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	29
v. <i>Productividad de pozos.</i>	30
vi. <i>Instalaciones superficiales.</i>	30
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.....	33
D) ASPECTOS AMBIENTALES	35
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	40
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	44
VIII. CONDICIONANTES.....	47
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	50
ANEXO I.....	51

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 Gas del Terciario.

El Proyecto de Explotación Gas del Terciario es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Litoral de Tabasco, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras 254, 259, 260, 261, 262, 263, 273, 274, 275, 276, 283 y 284, que la SENER considera como áreas: 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 088-58 y 089-58, mediante oficio No. PEP-SRMSO-066/2010, fechado el 29 de septiembre del 2010 y recibido en la Secretaría el día 11 de octubre del 2010.

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

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

1. Oficio No. 512.508-10 de fecha 14 de octubre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE-GRHYPE-032/2011 de fecha 16 febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-007/2011, por lo cual envían la información actualizada del Proyecto atendiendo a las observaciones de esa dependencia y de la CNH.
3. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto.
4. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía 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 día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.

La información presentada por PEP, así como los requerimientos de información adicional de la CNH se ajustaron a los índices de información y contenidos para la evaluación de los proyectos de explotación de hidrocarburos aprobados por el Órgano de Gobierno de la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10, consistentes en:

- a. Datos generales del proyecto.
- b. Descripción técnica del proyecto.
- c. Principales alternativas.
- d. Estrategia de desarrollo y producción.
- e. Información económico financiera del proyecto.
- f. Plan de ejecución del proyecto.
- g. Seguridad industrial.
- h. Medio ambiente.

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de explotación***

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

- a) Sistemas artificiales de producción.
- b) Optimización del manejo de la producción en superficie.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación de un plan de desarrollo. Asimismo, constituye un cumplimiento parcial en la suficiencia documental de acuerdo con la Resolución CNH.E.03.001/10 emitida por esta Comisión el 14 de junio de 2010.

- ***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.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por Pemex contempla una meta de factor de recuperación de 81.97 % en un horizonte de planeación a 24 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación es aceptable para 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 Gas del Terciario, 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 API RP 74 , API RP 75 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- **Ambiental**

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-002864, para la realización del “Proyecto de Perforación de 21 Pozos Exploratorios en el Proyecto Litoral Tabasco”.
- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0180.03 para la realización del “Proyecto Litoral Tercera Etapa”.
- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 para la ejecución del Proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa”.
- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 de fecha 17 de enero de 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Kuchkabal”.
- Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA-002559 para la realización del Proyecto “Crudo Ligero Marino”.
- Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 para la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3”.

Las áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56,091-56,088-57, 089-57 y 090-57, las cuales corresponden a los lotes 254, 259, 260, 261, 262, 263, 273, 274, 275, 283 y 284, se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 correspondiente al “Proyecto Kuchkabal”. Las áreas 087-56, 088-56 y 088-57 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 correspondiente al Proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3”. Las áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56 y 091-56 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 correspondiente al Proyecto “Proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa”.

Por lo que se refiere al área 091-57 (asignación petrolera 276), de las cuales PEP también solicitó su modificación la CNH no cuenta con información que acredite la existencia de las

autorizaciones correspondientes, por lo que Pemex deberá realizar las gestiones ante la autoridad ambiental para abarcar la totalidad del área del proyecto.

Cabe resaltar que las áreas 088-58 y 089-58 se encuentran amparadas parcialmente por los resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 y S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 correspondientes a los Proyectos “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

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.

- **Condicionantes**

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

1. En un lapso no mayor a un año, Pemex deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto Gas del Terciario conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas.
 - b) PEP deberá presentar una propuesta de explotación en la que se muestre consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

2. PEP deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) desarrollo de tecnología; y iii) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.
3. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. Pemex deberá describir los modelos utilizados para la obtención de los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
5. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente.
6. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74, API RP 75 y API RP 75L.
7. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

III. Mandato de la CNH

A continuación se refieren las disposiciones legales y reglamentarias que facultan a la Comisión a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...)* “VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.
- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras*. Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.
- El artículo 15 del mismo ordenamiento ordena que las personas que realicen alguna de las actividades reguladas por dicha ley, *deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas*.
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo

acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

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

- La fracción II del artículo Quinto Transitorio del RLR27 señala que en materia de asignaciones petroleras, aquéllas que no se tengan por revocadas y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría de Energía y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años, contados a partir de la fecha de entrada en vigor del Reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor. Para dicha revisión, se deberá presentar la información necesaria en los términos del RLR27, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan.

Respecto de este tema vale la pena señalar que el artículo 19, fracción IV, inciso k) de la Ley de establece que el Consejo de Administración deberá aprobar los programas y proyectos de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que se emitan para tal efecto.

Asimismo, el artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que el Consejo de Administración de Pemex emitirá, previa opinión de su Comité de Estrategia e Inversiones, las disposiciones a que se refiere el inciso k) de la fracción IV del artículo 19 de la Ley, conforme a los cuales se aprobarán los programas y proyectos de inversión. Por su parte,

los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables.

Por su parte, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento la Ley de Pemex claramente dispone que “Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del RLR27 en los casos de los proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva, ni los proyectos que estén en fase de definición.”

- El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- De conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:

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

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

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

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

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

- Específicamente para los proyectos a los que hace referencia el artículo Quinto Transitorio del RLR27 la Comisión emitió la Resolución CNH.E.03.001/10, en la que se determinan los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos.

Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por el Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

De acuerdo con el marco normativo desarrollado en los párrafos precedentes, es claro que la Comisión Nacional de Hidrocarburos debe dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación y emitir una opinión sobre las asignaciones relacionadas con los mismos, de manera previa a que la Secretaría de Energía otorgue, modifique, revoque y, en su caso, cancele las asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, como parte del proceso de revisión de las asignaciones vigentes y a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

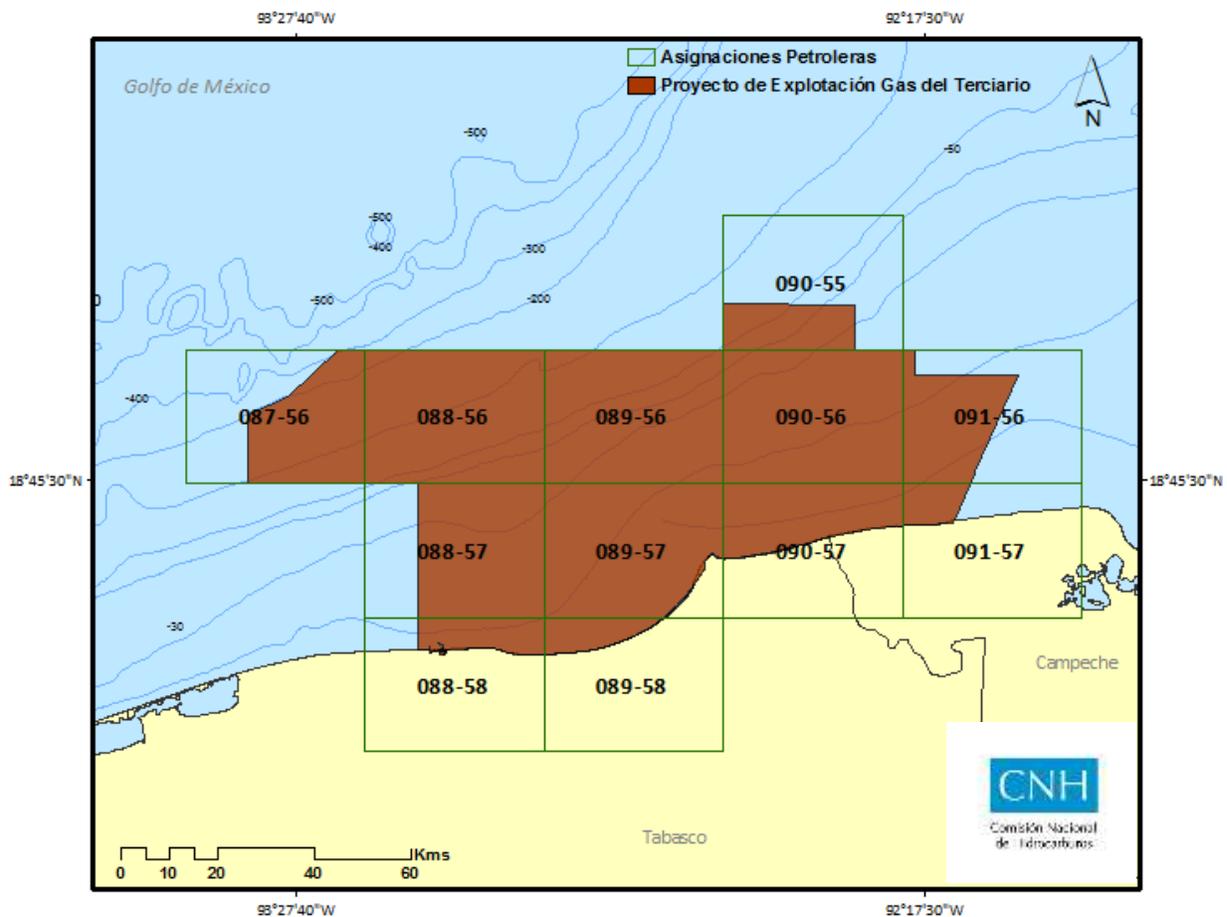
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante oficio SPE-GRHYPE-032/2011 de fecha 16 febrero del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El área del Proyecto de Explotación del Gas del Terciario se encuentra dentro de los límites del Activo Integral Litoral de Tabasco y tiene una superficie aproximada de 11,664 Kilómetros².

Figura 1. Localización del Proyecto de Explotación Gas del Terciario.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo del Proyecto de Explotación Gas del Terciario es maximizar el valor económico de las reservas probadas más probables (2P) de los campos Chukua y Akpul con el fin de extraer 243 mmmpc de gas (47.8 mmbpce), en el periodo de 2011 a 2034.

c) Alcance

El Proyecto de Explotación del Gas del Terciario contempla perforar seis pozos de desarrollo, realizar 36 intervenciones, 16 reparaciones menores y 6 taponamientos, así como construir la infraestructura complementaria necesaria para recuperar un volumen de 243 mmmpc de gas, con una inversión de 8,961 millones de pesos

Para el desarrollo del proyecto PEP analizó y evaluó tres alternativas:

- **Alternativa 1.** Chukua – Kuil, pozos convencionales y estructura ligera Chukua.
- **Alternativa 2.** Chukua – Inyección de agua, pozos horizontales y estructura ligera Chukua.
- **Alternativa 3.** Chukua – Kuil, pozos convencionales y estructura tipo octápodo Chukua.

A continuación se detalla cada una de las alternativas presentadas por PEP.

Alternativa 1. *Chukua – Kuil, pozos convencionales y estructura ligera Chukua.*

Recuperar la reserva de 142.3 mmmpc del campo Chukua mediante la instalación de una estructura tipo Ligera Marina y la perforación con equipo auto elevable de tres pozos de desarrollo. La producción se enviará a través de un gasoducto de 12" x 11 km de Chukua-A hacia la plataforma Kuil-A.

Recuperar la reserva de 106.5 mmmpc del campo Akpul mediante la instalación de una estructura Marina y la perforación con equipo fijo de tres pozos de desarrollo. La producción se enviará a través de un gasoducto de 12" x 17 km de Akpul-A hacia la plataforma Enlace Litoral.

Alternativa 2. *Chukua – Inyección de agua, pozos horizontales y estructura ligera Chukua.*

Recuperar la reserva de 142.3 mmmpc del campo Chukua mediante la instalación de una estructura tipo Ligera Marina y la perforación con equipo auto elevable de tres pozos horizontales de desarrollo. La producción se enviará a través de un gasoducto de 12" x 35 km de Chukua-A hacia Inyección de Agua.

Recuperar la reserva de 106.5 mmmpc del campo Akpul mediante la instalación de una estructura Marina y la perforación con equipo fijo de tres pozos horizontales de desarrollo. La producción se enviará a través de un gasoducto de 12" x 17 km de Akpul-A a Enlace Litoral.

Alternativa 3. *Chukua – Kuil, pozos convencionales y estructura tipo octápodo Chukua.*

Recuperar la reserva de 142.3 mmmpc del campo Chukua, mediante la instalación de una estructura tipo Octápodo y la perforación con equipo fijo de tres pozos de desarrollo. La producción se enviará a través de un gasoducto de 12" x 11 km de Chukua-A hacia la plataforma Kuil-A.

Recuperar la reserva de 106.5 mmmpc del campo Akpul, mediante la instalación de una estructura Marina y la perforación con equipo fijo de tres pozos de desarrollo.

La producción se enviará a través de un gasoducto de 12" x 17 km de Akpul-A a Enlace Litoral.

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

En la Tabla 2, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 2. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	-	-
2012	-	-
2013	-	-
2014	-	-
2015	-	6
2016	-	82
2017	-	125
2018	-	113
2019	-	85
2020	-	63
2021	-	48
2022	-	36
2023	-	28
2024	-	22
2025	-	17
2026	-	12
2027	-	9
2028	-	7
2029	-	6
2030	-	5
2031	-	2
2032	-	-
2033	-	-
2034	-	-
Total	0	243(mmmpc)

En la Tabla 3 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del Proyecto de Explotación del Gas del Terciario.

Tabla 3.- Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite por ciento	gas por ciento
1P	--	95.22	--	80.46
2P	--	304.81	--	81.97
3P	--	451.36	--	82.56

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

Las reservas remanentes de gas de los campos del Proyecto de Explotación del Gas del Terciario se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4 - Reservas de gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Crudo equivalente mmbpce
1P	--	76.5	14.7
2P	--	248.7	47.8
3P	--	375.3	72.1

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2034 en el proyecto es de 8,961 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 1,451 millones de pesos, como se describe en la Tabla 5.

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

Año	Inversión (mmpesos)	Costos operativos (mmpesos)
2011	18	
2012	17	
2013	49	
2014	445	
2015	3,377	43
2016	1,098	178
2017	112	238
2018	72	212
2019	736	161
2020	405	123
2021	113	96
2022	85	74
2023	723	58
2024	391	47
2025	78	38
2026	36	37
2027	725	31
2028	15	25
2029	72	25
2030	16	34
2031	4	31
2032	157	
2033	189	
2034	28	

Total 8,961 1,451

Fuente: Pemex

e) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación son las emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando un precio promedio del proyecto de 5.68 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

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

En el horizonte 2011-2034, el proyecto requiere una inversión de 8,961 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 19,045 millones de pesos. El gasto de operación de 1,451 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 (mm pesos)

Año	Gastos de operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos
2011		18				-18	-17
2012		17				-17	-49
2013		49				-49	-445.3
2014		445				-445	-3302.34
2015	43	3,377		181	181	-3,239	230.76
2016	178	1,098		2,349	2,349	1,074	1910.19
2017	238	112		3,568	3,568	3,218	1721.28
2018	212	72		3,220	3,220	2,936	609.69

2019	161	736		2,419	2,419	1,522	599.97
2020	123	405		1,810	1,810	1,283	640.39
2021	96	113		1,363	1,363	1,154	487.59
2022	74	85		1,038	1,038	879	-284.36
2023	58	723		798	798	16	-48.34
2024	47	391		618	618	181	186.49
2025	38	78		482	482	365	149.38
2026-2034	183	1,244		1,200	1,200	-228	-587.97
Total	1,451	8,961	0	19,045	19,045	8,633	1,561

Fuente: Pemex

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

Tabla 7. Indicadores Económicos (mmpesos).

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	2,929	73	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	4,213	4,213	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	0.7	0.02	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	1.6	0.64	peso/peso

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 2,929 millones de pesos antes de impuestos y de 73 millones de pesos después de impuestos.

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

V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto dentro de los considerados en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, se inicia con la solicitud de Pemex a la SENER para la modificación o sustitución de asignaciones para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

A su vez, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto de Explotación Gas del Terciario, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.508-10 respecto de las asignaciones denominadas: 254, 259, 260, 261, 262, 263, 273, 274, 275, 276, 283 y 284, que la SENER considera como áreas: 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 088-58 y 089-58.

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

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

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

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

a) Suficiencia de información.

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

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

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Suficiente	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Suficiente	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	

Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Insuficiente	Comentario: El documento del Proyecto de Explotación se justifica con lo siguiente: "Es importante mencionar que el proyecto carece de comportamiento histórico de presión y por lo tanto no se señalan los principales mecanismos de empuje pues a la fecha no se ha iniciado su explotación." El proyecto fue planteado como de explotación y ya presenta producción, esto resulta incongruente con dicha justificación.
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	
Insuficiente	Comentario: No se modificó el inciso de acuerdo a la solicitud anterior. Se requiere en una tabla tecnologías evaluadas y por evaluar, señalando cómo y cuándo se utilizarán.
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	

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

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

b) Consistencia de la información.

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para emitir su dictamen, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con el tema de consistencia en la información que proporciona Pemex. A continuación se describen dichas observaciones a efecto de que se tomen en consideración y se tomen las acciones necesarias para atender la problemática.

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que PEP presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance.
- En la evaluación económica se observó que la producción de hidrocarburos termina en 2031 y las inversiones y el gasto de operación están calendarizados hasta los años 2034 y 2031 respectivamente, lo que hace que la evaluación requiere de afinarse para ser más objetivos en los indicadores económicos.

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto de Explotación del Gas del Terciario, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEP debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas, debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos y el uso de infraestructura submarina para la explotación.
- b) La Comisión considera necesario que Pemex incorpore, en el análisis de alternativas, la opción de utilizar tecnología submarina para la explotación de los campos y 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, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, heterogeneidad, grado de

incertidumbre, infraestructura, 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) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- c) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

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

ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P de gas del proyecto representan el 0.65% de las reservas totales 2P de gas del país.

b) La Comisión recomienda que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor reportado.

c) Se recomienda 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.

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) 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.

iv. Intervenciones a pozos.

a) Es necesario que PEP establezca un proceso riguroso para las reentradas de los pozos, ya que esta estrategia aumentará el potencial de producción y permitirá tener acceso a las reservas que pudieron haber sido dejadas atrás. De acuerdo con lo anterior, la CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.

b) Pemex debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones.

v. Productividad de pozos.

- a) 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, además para apoyar en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, elementales para el diseño de estimulaciones y pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

vi. Instalaciones superficiales.

vi.1 Abandono de instalaciones.

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

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

vi.2 Manejo de la producción. De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, PEP considera que es suficiente para el manejo de su producción.

- a) La CNH observa que PEP no presenta programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que esto debe quedar considerado en la estrategia del proyecto. Lo anterior, en virtud de que de acuerdo con el perfil de producción, se espera llegar al año 2031, por lo que un aspecto importante a considerar en las instalaciones es

que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

vi.3 Manejo y aprovechamiento de gas:

- a) La Comisión considera que es necesario que PEP lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar e implementar un programa de aprovechamiento de gas al máximo nivel posible.

vi.4 Medición.

PEP menciona que el Proyecto de Explotación Gas del Terciario, contará con puntos de medición y control de calidad, los cuales dividen en tres tipos de acuerdo a sus objetivos:

- Los que sirven para el seguimiento operativo del proceso.
- Los que indican cumplimiento de los parámetros de calidad y cantidad para efectuar las transferencia de custodia de los productos.
- Los que permiten supervisar que las instalaciones sean confiables y seguras.

Dentro de los puntos de medición y control más importantes que sirven para el seguimiento operativo del proceso citan los referentes a la presión, temperatura y flujo del gas, vibraciones, temperatura y velocidad de máquinas rotativas.

Por otro lado, PEP señala que los puntos de medición y control necesarios para determinar la calidad y cantidad del gas residual medirán la composición en % Mol (por medio de análisis cromatográfico), el contenido de humedad, el contenido de H₂S, la cantidad en mmpcd, la presión en kg/cm² y temperatura en grados centígrados, sin embargo no se mencionan las incertidumbres que se manejan en las mediciones ni el plan para estimarlas y/o reducirlas.

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

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

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

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

El objetivo del Plan Estratégico de Medición es estructurar un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEP en materia de medición, a fin

de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.

- b) Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones de los proyectos de Pemex 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.

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 Gas del Terciario 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 Pemex.

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

- Precio del gas igual a 5.68 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 2.7 USD por millar de pie cúbico 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 9 se muestra los resultados de Pemex.

Tabla 9. Alternativa 1. Indicadores económicos PEMEX.

Indicadores económicos	Unidad	Cálculos PEMEX	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	MMP	2,929	73
VPI	MMP	4,213	4,213
VPN/VPI	peso/peso	0.70	0.02
VPGT	peso/peso	n.p.	n.p.
Beneficio/Costo	peso/peso	1.6	0.64
Periodo de recuperación	años	n.p.	n.p.
TIR	% anual	43%	13%

n.p. no se presentó en el documento de Pemex.

Fuente: PEP

- a) La relación beneficio costo después de impuestos que PEP presentó en el proyecto (ver apartado del resumen) no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente positivo del proyecto en la alternativa 1. Esta situación no cambia la decisión del proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.

- b) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- c) Del análisis realizado, la Comisión coincide con los cálculos de Pemex y en que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores indicadores económicos, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.

d) Aspectos Ambientales

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

1. "Proyecto de Perforación 21 Pozos Exploratorios en el Proyecto Litoral Tabasco"
2. "Proyecto Litoral Tercera Etapa"
3. "Proyecto de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa"
4. "Proyecto Kuchkabal"
5. "Crudo Ligero Marino"
6. "Crudo Ligero Marino Fase 3"

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

1. Oficio resolutivo S.G.P.A/DGIRA.-002864 de fecha 25 de julio de 2001 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del "Proyecto de Perforación de 21 Pozos Exploratorios en el Proyecto Litoral Tabasco" autorizado originalmente por un periodo de 7 años a partir de su emisión y revalidado por 3 años más con el resolutivo S.G.P.A.-DGIRA/DG/2113/08 de fecha 10 de julio de 2008;

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

3. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 de fecha 23 de marzo de 2004 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la ejecución del Proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa” por un periodo de 13 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y permite la perforación de 72 localizaciones;

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

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

a. Primera modificación con oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0278.05 de fecha 24 de mayo de 2005 en la cual la DGIRA autoriza de manera condicionada:

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

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

Figura 2.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Gas del Terciario.

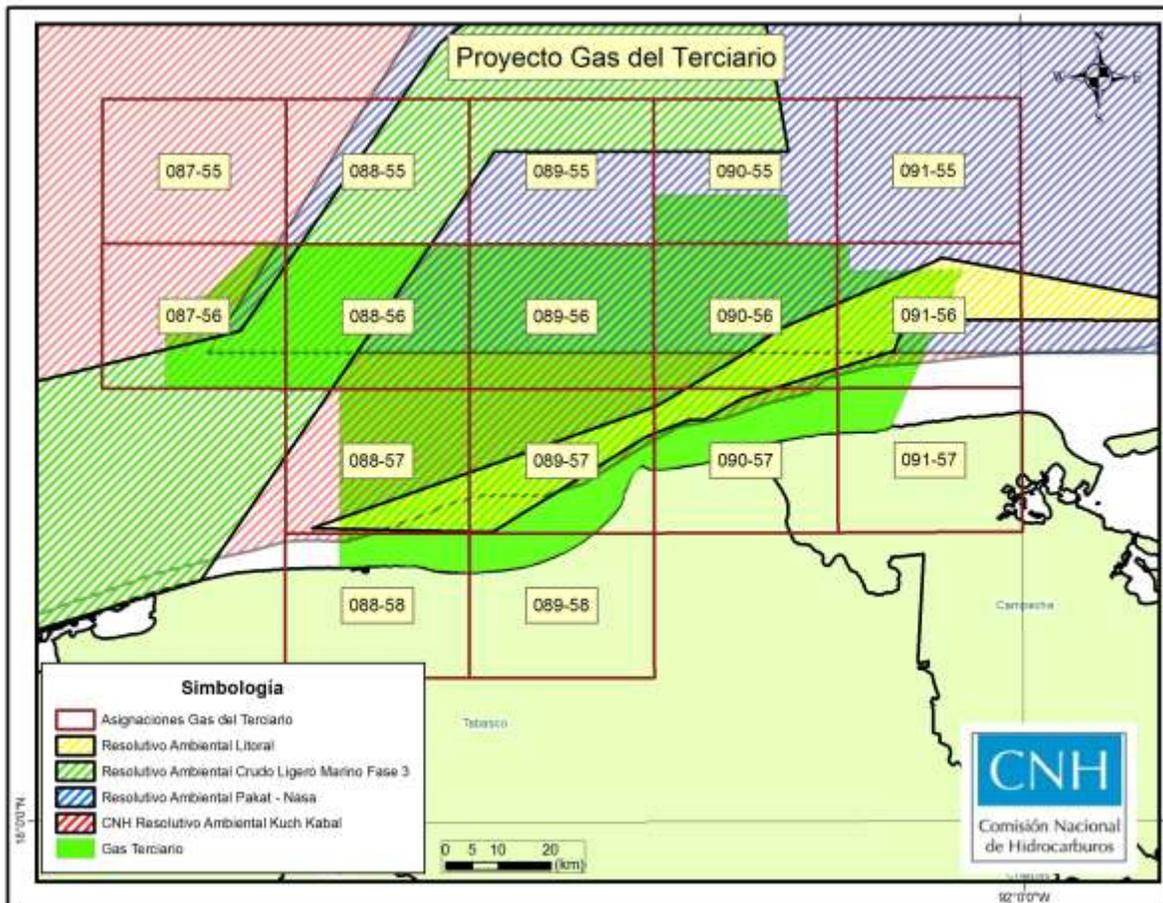
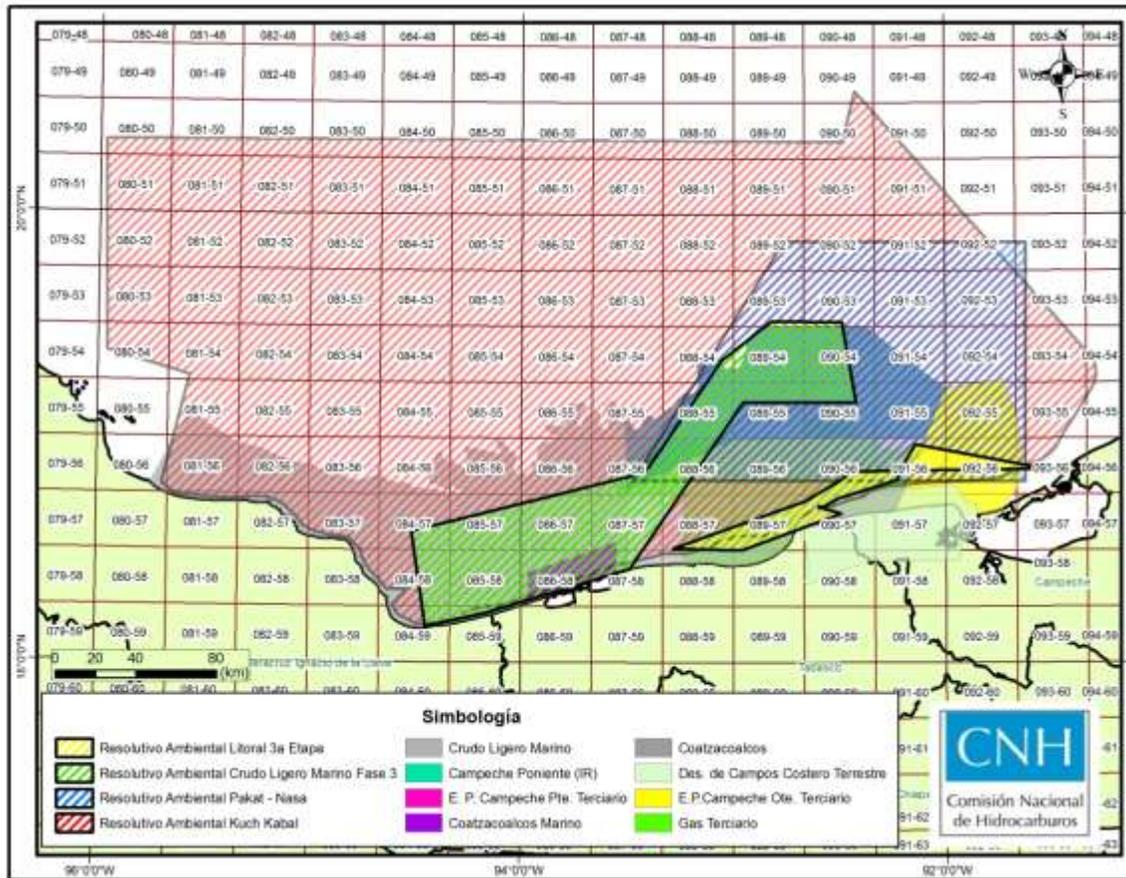


Figura 3.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Marina Noreste y Suroeste.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 2, las áreas 090-55,087-56,088-56,089-56,090-56,091-56,088-57, 089-57 y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 correspondiente al “Proyecto Kuchkabal”.

De acuerdo a la Figura 2, las áreas 087-56, 088-56 y 088-57 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 correspondiente al Proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3”.

Para las áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56 y 091-56 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 correspondiente al Proyecto “Proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa”.

El área 091-57 no cuenta con autorización ambiental. Cabe resaltar que las áreas 088-58 y 089-58 se encuentran amparadas parcialmente por los resolutivos S.G.P.A. / DGIRA. DG.2129.07 y S.G.P.A. / DGIRA.DG.2031.07 correspondientes a los Proyectos “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

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

- b) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Explotación Gas del Terciario, 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. Asimismo, 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.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas mostrando el área del proyecto amparada ambientalmente para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.

e) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el Proyecto de Explotación Gas del Terciario, en sus componentes de exploración y de explotación, 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.

Pemex menciona que dado que el Proyecto de Explotación del Gas del Terciario se encuentra en la etapa inicial, aun no se cuentan con elementos suficientes para un adecuado proceso de identificación de los riesgos operativos. Sin embargo, en su estudio FEL se contará con mayor detalle de los procesos operativos para poder efectuar un análisis y evaluación con mayor certidumbre. Por último mencionan que en la administración de riesgos y control de impactos, el Activo Integral Litoral de Tabasco cuenta con personal con amplia experiencia en el manejo de la producción de aceite, gas y condensados en campos de alta y baja presión; además de la experiencia del personal que ha operado la infraestructura de explotación en otras regiones de Pemex Exploración y Producción.

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

- **Identificación de Riesgos.**

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

Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse a lo ya hecho por PEP con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se recomienda revisar lo establecido en las normas API RP 74, API RP 75 y la API 75L.

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

- **Evaluación de Riesgos.**

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

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

Asimismo Pemex deberá acreditar que cuenta con elementos que componen el estudio general de seguridad industrial tal como lo detalla la Resolución CNH.12.001/10 en la que se dan a conocer las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Procedimientos, requerimientos Técnicos y Condiciones Necesarias en Materia de Seguridad Industrial, que deberán Observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios (Pemex), para realizar las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas.

En muchas de las operaciones de perforación y de instalación, así como mantenimiento de instalaciones, intervienen empresas externas, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

- 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 mexicano o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 74, API RP 75 y la API 75L.

- 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 y recomendaciones

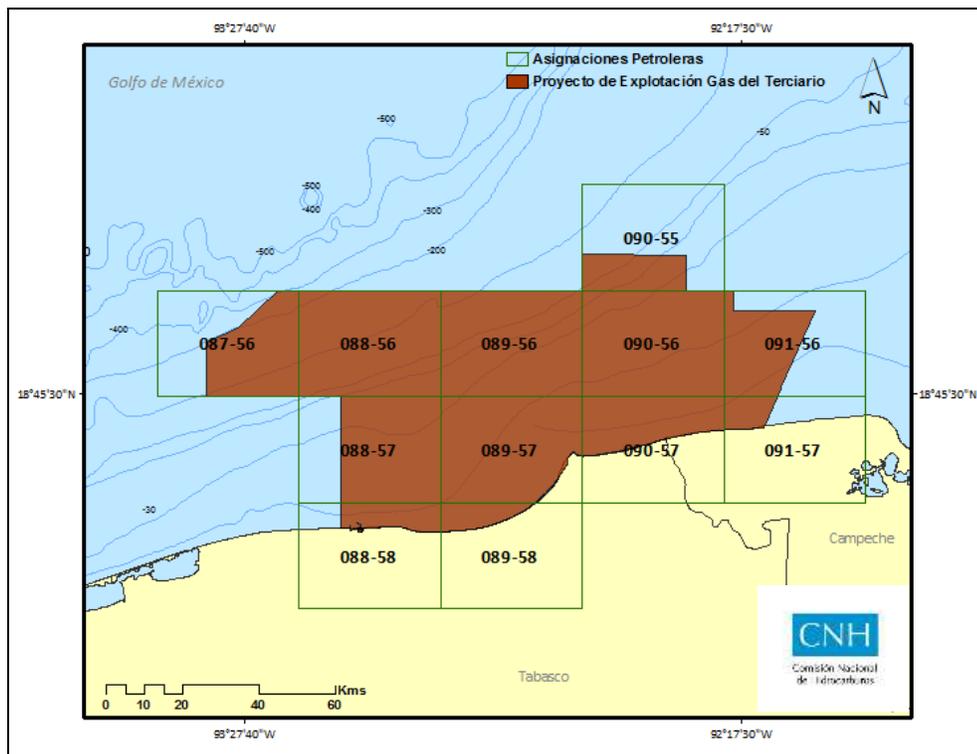
CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes al Proyecto de Explotación del Gas del Terciario.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números petroleras 254, 259, 260, 261, 262, 263, 273, 274, 275, 276, 283 y 284, que la SENER considera como áreas: 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 088-58 y 089-58. Ver Figura 4.

Figura 4. Asignaciones Petroleras del Proyecto de Explotación Gas del Terciario.



- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la SENER que valore la conveniencia de otorgar un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través de PEP deberá dar seguimiento a las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, y en caso de generar modificación sustantiva deberá presentar el proyecto de acuerdo a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

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

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen y la opinión técnica como favorable con condicionantes, lo que le permitirá la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- f) Se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado anterior se integren en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes.
- g) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

RECOMENDACIONES

- a) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.

- b) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) Pemex debe atender los *“Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial”* emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- d) Pemex deberá solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- e) PEP deberá desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de predicción de producción utilizados.
- f) Es recomendable que se actualice el modelo estático con la nueva información que se recopile de los pozos y estudios, lo que permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras.
- g) 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
- h) 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.

VIII. Condicionantes

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen así como la opinión técnica favorable del Proyecto de Explotación del Gas del Terciario como favorable con condicionantes, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar; las fechas de inicio y finalización; responsables; entregables; costos, y demás información que PEP considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a que surta efectos la notificación a PEP de la Resolución que se emita sobre el presente Dictamen. Adicionalmente, PEP debe informar trimestralmente, por escrito y en formato electrónico, los avances a dichos programas.

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por PEP y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto Gas del Terciario, siempre y cuando el proyecto no sufra de una modificación sustantiva que obligue en el corto plazo a ser nuevamente presentado ante CNH para un nuevo dictamen, en apego a lo establecido en la Resolución CNH.06.002/09.

1. En un lapso no mayor a un año, Pemex deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto Gas del Terciario conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas.

- b) PEP deberá presentar una propuesta de explotación en la que se muestre consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
2. PEP deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) desarrollo de tecnología; y iii) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.
 3. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
 4. Pemex deberá describir los modelos utilizados para la obtención de los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
 5. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente.
 6. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74, API RP 75 y API RP 75L.

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

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 254, 259, 260, 261, 262, 263, 273, 274, 275, 276, 283 y 284, que la SENER considera como áreas: 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 088-58 y 089-58.

Métricas del Proyecto de Explotación Gas del Terciario.

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN

Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva. Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación".	Unidades	2011	2012	2013	2014	2015	(2016-2025)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	18	17	49	445	3,377	5,055	8,961	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	0	0	0	0	43	1,408	1,451	10
Qg Promedio.	(mmpcd)	0	0	0	0	6	-	243 (mmpc)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.									
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Terminación.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reparaciones Mayores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

* Pemex: Falta definir por parte del operador

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