



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DESARROLLO DE CAMPOS COSTERO TERRESTRE

SEPTIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	11
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	15
A) UBICACIÓN.....	15
B) OBJETIVO	16
C) ALCANCE.....	16
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	19
E) INDICADORES ECONÓMICOS	20
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	23
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	24
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	28
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	29
A) ESTRATÉGICA.....	29
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	29
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	29
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	30
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	30
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	31
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	32
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	33
v. <i>Productividad de pozos.</i>	33
vi. <i>Instalaciones superficiales.</i>	34
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i>	37
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.....	37
D) ASPECTOS AMBIENTALES	40
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	44
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	49
VIII. CONDICIONANTES.....	53
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	57
ANEXO I.....	58

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

El Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Macuspana, 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: 262, 263 ,264, 274, 275, 276, 277, 646, 1141, 1176, 1179 , 1188, 1189, 1429, 1502 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-56, 090-57, 090-58, 091-56, 091-57, 091-58, 092-56, 092-57 y 092-58 mediante oficio No. SRS-10000-80000-986-2010, fechado el 30 de septiembre del 2010 y recibido en la Secretaría el día 1 de octubre del 2010.

El dictamen del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre 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. 512.494-10 de fecha 11 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-836-2010, recibido en la CNH el 11 de noviembre del 2010, por el cual PEP da respuesta al oficio número D00.-280/10, por el cual envían la información actualizada del proyecto atendiendo a las observaciones 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 el detalle de la evaluación de tres alternativas para el campo Costero, sin embargo, debe proporcionar más información que incluya el análisis de alternativas tecnológicas para todos sus campos, entre las que destacan:

- a) Tipos de pozos a perforar.
- b) Sistemas artificiales evaluados.
- c) Recuperación secundaria y/o mejorada.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación de un plan de explotación integral y de largo plazo.

- **Ingeniería de yacimientos**

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

- **Factor de recuperación**

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 46.6% en un horizonte de planeación a 21 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, por lo que 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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre, 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 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 el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”. En relación con este proyecto, PEP obtuvo las siguientes autorizaciones dentro del oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta Grijalva” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y la modificación del mismo S.G.P.A./DGIRA/DG/0098/09 que consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar.

Las áreas 089-57, 090-57 y 089-58 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental. El área 089-58, se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe - Puerto Ceiba”.

De igual manera, el área 089-58 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”. Las áreas 090-56, 091-56, 089-57 y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por los resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 y S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 correspondientes a los Proyectos “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa” y “Proyecto Kuchkabal” respectivamente.

Cabe destacar que las áreas 092-56, 091-57, 092-57, 090-58, 091-58 y 092-58 no cuentan con autorización ambiental, lo cual representa un 54 % del área total del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

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.

- **Dictamen y Condicionantes**

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre 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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre, 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 Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta PEP en el proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre es 14% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen.

Tabla 1. Reserva de aceite del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	50	0%
Proyecto	50	
2P 2011	44	-14%

Tabla 2. Reserva de gas del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	403	0.74%
Proyecto	400	
2P 2011	527	31%

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

- c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos a partir del año 2022, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
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 las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.

5. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, que permita continuar con la operación de manera más segura.
6. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o, en su caso, presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
7. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, como la API RP 75L.
8. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

III. Mandato de la CNH

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

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

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

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

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

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

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

Respecto de este tema vale la pena señalar que el artículo 19, fracción IV, inciso k) de la Ley 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.

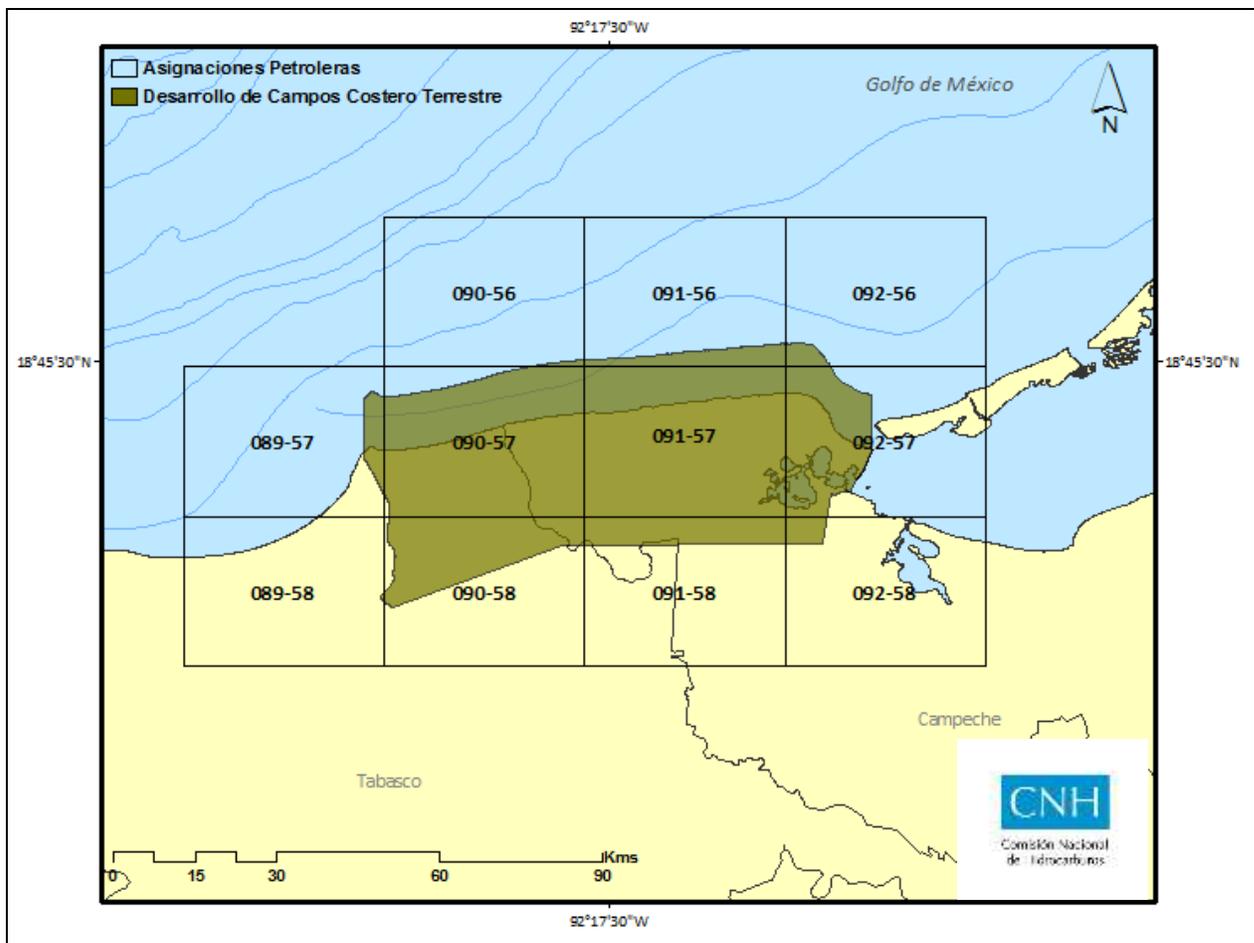
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. SPE - 836/2010 de fecha 11 de noviembre del 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, se localiza en la parte Sureste de la República Mexicana, en el municipio de Centla del estado de Tabasco y el municipio del Carmen del estado de Campeche, Figura 1.

Figura 1. Ubicación geográfica del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo del proyecto Desarrollo del de Campos Costero Terrestre es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos y asegurar la continuidad de la operación de los campos de gas y condensado, maximizando el valor económico de la explotación de los yacimientos con la extracción de 51.2 MMB de aceite y 406.6 MMMPC de gas (132.5mmbpce), para lo cual se requerirá una inversión de 8,125 mmpesos en el horizonte 2011-2031.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación y terminación de 5 pozos de desarrollo, 2 reparaciones mayores, así como la construcción de 5 líneas de descarga, 4 ductos y 2 instalaciones de producción.

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

- **Alternativa 1.** *En el campo Costero se establecerá una plataforma de producción de 20 mbpd perforando un pozo adicional, se disminuirá la contrapresión a 30 kg/cm² construyendo una batería en sitio enviando la producción de líquido a “May B” y el gas a Luna. Al terminar la explotación en Cretácico Medio se comenzará a explotar el Cretácico Superior en los pozos Costero 12 y 14. En el campo Ribereño se perforarán 4 pozos con objetivo Cretácico Medio para explotarlos de manera natural con una plataforma de producción de 3.5 mbpd, construyendo un oleogasoducto hacia la batería Costero para transportar la producción a la batería Costero.*
- **Alternativa 2.** *Para el campo Costero con la plataforma de producción de 20 mbpd y la perforación de 3 pozos inyectoras al SE de la estructura, se reinyectarán el 40 por ciento de la producción de gas del campo para mantener la presión de yacimiento. Se rentará el servicio de compresión para la inyección de gas y se construirá la batería Costero bajando la contrapresión a 30 kg/cm², enviando la producción líquida a “May B” y el gas remanente a Luna. Al terminar la explotación en Cretácico Medio se comenzará a explotar el Cretácico Superior en los pozos Costero 12 y 14. El campo Ribereño se explotará de la misma manera que la alternativa 1.*

- **Alternativa 3.** Para el campo Costero con la plataforma de producción de 20 mbpd y la perforación de 3 pozos inyectores al SE de la estructura se inyectará nitrógeno para mantener la presión del yacimiento rentando el servicio de generación, recuperación y tratamiento de N2. Se construirá la batería Costero bajando la contrapresión a 30 kg/cm2, enviando la producción líquida a “May B” y el gas remanente a Luna. Al terminar la explotación en Cretácico Medio se comenzará a explotar el Cretácico Superior en los pozos Costero 12 y 14. El campo Ribereño se explotará de la misma manera que la alternativa 1.

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

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

Tabla 3. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	23	158
2012	21	167
2013	18	170
2014	16	141
2015	13	110
2016	11	85
2017	8	65
2018	7	50
2019	5	39
2020	4	31
2021	3	24
2022	3	19
2023	2	15
2024	2	12
2025	1	9
2026	1	7
2027	1	6
2028	1	4
2029	1	3
2030	0	0
2031	0	0
2011-2031	51.2*	406.6**
	mmb*	mmmpc**

En la Tabla 4 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total para cada una de las categorías de reservas al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, presentados por Pemex.

Tabla 4. Volumen Original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factor de recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite por ciento	Gas por ciento
1P	70.2	391.1	62.2	81.1
2P	143.3	882.4	50.3	60.6
3P	173.4	1,137.8	48.4	62.1

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

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

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

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

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

PEP ha reevaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, derivado de la nueva información técnica y la actualización de las premisas económicas.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre se presentan en la Tabla 5.

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

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Crudo equivalente mmbpce
1P	32.8	237.1	88.1
2P	58.2	462.4	166.0
3P	73.3	627.4	219.5

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2031 en el proyecto es de 8,125 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 11,038 millones de pesos, como se presenta en la Tabla 6.

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

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos de Operación (mmpesos)
2011	1,676	991
2012	1,452	1,036
2013	957	1,015
2014	531	879
2015	503	713
2016	488	641
2017	410	576
2018	317	521
2019	336	492
2020	292	455
2021	193	426
2022	208	412

2023	216	405
2024	182	406
2025	191	416
2026	4	417
2027	17	412
2028	8	409
2029	16	413
2030	129	1
2031	0	1
2011-2031	8,125	11,038

Fuente: PEP

e) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando un precio promedio del proyecto de 83.9 dólares por barril para el aceite y 5.6 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 2011-2031, el proyecto requiere una inversión de 8,125 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 90,726 millones de pesos. El gasto de operación de 11,038 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

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

Año	Gastos de operación	Inversión	Ingresos aceite	Ingresos gas	Total ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos
2011	991	1,676	9,609	4,450	14,059	11,392
2012	1,036	1,452	8,716	4,715	13,431	10,942
2013	1,015	957	7,767	4,787	12,555	10,582
2014	879	531	6,596	3,960	10,556	9,146
2015	713	503	5,374	3,088	8,462	7,246
2016	641	488	4,480	2,388	6,867	5,739
2017	576	410	3,558	1,837	5,395	4,408
2018	521	317	2,839	1,423	4,262	3,424
2019	492	336	2,267	1,105	3,372	2,545
2020	455	292	1,819	864	2,683	1,936
2021	426	193	1,447	672	2,119	1,499
2022	412	208	1,156	526	1,683	1,062
2023	405	216	925	413	1,337	716
2024	406	182	743	326	1,069	480
2025	416	191	592	256	848	241
2026	417	4	474	202	676	255
2027	412	17	380	160	539	110
2028	409	8	306	127	433	16
2029	413	16	239	97	336	-92
2030	1	129	19	14	32	-98
2031	1	0	8	6	13	13
2011-2031	11,038	8,125	59,312	31,413	90,726	71,562

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

Tabla 8. Indicadores Económicos (mmpesos).

Indicadores económicos		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	50,653	15,176	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI =	5,582	5,582	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	9.07	2.72	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C =	5.43	1.3	peso/peso

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN de 50,653 millones de pesos antes de impuestos y de 15,176 millones de pesos después de impuestos.

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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.494-10 respecto de las asignaciones denominadas: 262, 263 ,264, 274, 275, 276, 277, 646, 1141, 1176, 1179 , 1188, 1189, 1429, 1502 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-56, 090-57, 090-58, 091-56, 091-57, 091-58, 092-56, 092-57 y 092-58.

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

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

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

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

En términos de lo anterior, Pemex proporcionó información adicional mediante los oficios siguientes: SPE-GRHYPE-029/2011 relacionada a evaluaciones económicas y SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la Clase de Costos del Proyecto. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

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.	
Insuficiente	Comentario: Independientemente que el proyecto se haya documentado como parte del PEG se debe detallar lo que corresponde al Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
Insuficiente	Comentario: Faltan gastos de operación, indicadores económicos y capacidad instalada del proyecto para manejo de la producción. Incluir la información de manera calendarizada, para conocer como se ha ido avanzando en este proyecto.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	

Suficiente	Comentario: Se podría incluir evaluación económica, evaluación financiera, etc.
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	
Insuficiente	Comentario: Independientemente que el proyecto se haya documentado como parte del PEG se debe detallar lo que corresponde al Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Insuficiente	Comentario: Se debe hacer el comparativo calendarizado anual y explicar las causas de variaciones por cada rubro.
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	

Suficiente	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:
3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Suficiente	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	

Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones. 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 la consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- 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 Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, 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, recuperación secundaria y/o mejorada.
- b) La Comisión considera necesario que Pemex incorpore o describa más alternativas para el desarrollo del campo Ribereño.

ii. Formulación del proyecto

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.

- b) Para incrementar la reserva del proyecto PEP deberá analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos. 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.

- 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 de aceite del proyecto representan el 0.21% de las reservas totales 2P del país y el 1.38% de las reservas de gas.
- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- d) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas.
- e) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. Pemex deberá

proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto.

Tabla 9. Reserva de aceite proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	50	0%
Proyecto	50	
2P 2011	44	-14%

Tabla 10. Reserva de gas proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	403	0.74%
Proyecto	400	
2P 2011	527	31%

iii. Ingeniería de yacimientos.

- a) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, la Comisión considera necesario que se cuenten con estudios sobre los mecanismos de empuje que intervienen en la producción de los campos principales, con los cuales se puedan conocer los porcentajes de contribución de cada uno en toda la historia de explotación.

- b) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada diferentes a la inyección de agua, la Comisión considera necesario que Pemex realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de hidrocarburos, de modo que se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con los fluidos de las formaciones productoras.

- c) 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.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) Es necesario que PEP establezca un proceso riguroso para la reparación de 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 analizar la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.
- b) PEP debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación mejorada.

v. Productividad de pozos.

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

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

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

vi. Instalaciones superficiales.

vi.1 Abandono de instalaciones. Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

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

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

- a) La CNH observa que PEP no presenta programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que esto debe quedar considerado en la estrategia del proyecto, ya que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

vi.3 Manejo y aprovechamiento de gas:

- a) Pemex señala que el aprovechamiento de gas es casi del 100%, sin embargo, la Comisión considera que es necesario que PEP lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa de aprovechamiento de gas para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo. Lo anterior, considerarlos en el cumplimiento a la Resolución

CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

vi.4 Medición. PEP menciona que actualmente la producción del campo Costero se mide como una misma corriente en batería Luna junto con la producción de otros campos que no pertenecen al proyecto, mencionando que en la salida del separador multifásico de la batería, se tiene simulada la red de Transporte en un software de procesos con el cual se monitorea la producción del campo, con los datos de presiones y temperatura de la batería aunado a las condiciones en los cabezales del campo provenientes de los aforos, se puede inferir la producción del campo costero perteneciente al proyecto.

Se menciona también como se optimizaría la medición al construir la batería Costero, la cual contará con un tanque de almacenamiento, hacia donde se enviará el condensado cuando se requiera almacenar. Además, para la medición de pozos, la batería también contará con un tanque de medición de 10,000 barriles de capacidad donde se corrobora la medición en línea (mezcla aceite-agua) del pozo alineado a medición. No se menciona nada respecto a cómo se hace o hará la medición del campo Ribereño el cual también pertenece al proyecto.

Por lo que se menciona, Pemex opera algunos elementos que integran una gestión y administración general de la medición, sin embargo, en ninguna parte se mencionan las incertidumbres que se manejan en las mediciones ni tampoco si estas se llevan a cabo mediante controles telemétricos y en tiempo real.

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, siendo estas de vital importancia en el conocimiento de la producción real de los campos y por lo tanto del proyecto.

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

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

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

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

- b) Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones de los proyectos de PEP Exploración y Producción, así como un detalle más preciso de la gestión y

gerencia de medición y su plan estratégico, serán aquellas establecidas en los lineamientos que la CNH emitió mediante resolución CNH.06.001/11 del 30 de junio de 2011.

vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Este proyecto sólo consideró alternativas de procesos de mantenimiento de presión por la inyección de gases (gas natural o nitrógeno) en el campo Costero, por lo anterior la Comisión recomienda que para incrementar las reservas del proyecto, PEP debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en todos los yacimientos del proyecto.

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

- b) En la documentación presentada se establece que las alternativas de inyección de gases en el campo Costero son menos rentables que la alternativa de explotación primaria, sin embargo, el factor de recuperación de las alternativas de inyección es mayor, por lo que esta Comisión considera que PEMEX debe buscar tecnologías más económicas que permitan la implementación integral de un sistema de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos 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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre 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 83.99 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.6 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 11 se muestra los resultados de PEP.

Tabla 11. Alternativa 1. Indicadores económicos PEP.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	50,653	15,176
VPI	mmp	5,582	5,582
VPN/VPI	peso/peso	9.07	2.72
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	5.43	1.3

Fuente: PEP y CNH

- a) En el caso del proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre, PEP detalló 3 alternativas de desarrollo, la primera comprende solamente el uso de recuperación primaria en Costero y la perforación de 4 pozos en Ribereño; sin embargo, las otras dos

alternativas al incluir métodos de inyección de gas o nitrógeno para mantener la presión del yacimiento logran mayores recuperaciones de hidrocarburos, por lo que generan mayores ingresos.

- b) PEP selecciona la primer alternativa, porque es la que genera mayor valor para la empresa, además de que presenta los mejor indicadores económicos antes y después de impuestos: VPN/VPI y la relación Beneficio/Costo.

Si bien los indicadores para la alternativa 1 (elegida por PEP) son robustos y registra el mayor VPN, las alternativas 2 y 3 no desglosan el valor de las inversiones en métodos de recuperación secundaria; esto es importante ya que después de impuestos, la rentabilidad y la alternativa seleccionada podrían variar debido a que este tipo de inversiones se deducen al 100%.

- c) Antes de impuestos, la alternativa 2 presenta el mayor VPN y, después de impuestos, aporta la mayor recaudación (43,591 mmp). Es necesario considerar que el análisis se realizó utilizando una simplificación del régimen fiscal, que no distingue, entre otras cosas, la deducción de la inversión por categoría, situación que podría mejorar el rendimiento de las alternativas 2 y 3. De ser este el caso, la rentabilidad de ambas alternativas podría variar y cambiar la decisión de seleccionar la alternativa 1.
- d) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.
- e) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos a partir del año 2022, por lo que la rentabilidad del proyecto aumentaría si el periodo de extracción se limita (antes de que los flujos de efectivo después de

impuestos sean negativos); de ser este el caso, se observaría un incremento del VPN; dicha situación debe vigilarse para lograr la mayor recuperación de hidrocarburos generando el mayor valor económico.

- f) El proyecto debe ser verificado por PEP, evaluado al límite económico considerando el sistema de deducciones a proyectos con métodos de recuperación secundaria y comprobado el VPN después de impuestos de la alternativa 1.

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 Delta de Grijalva”.

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

Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 de fecha 7 de septiembre de 2007, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta Grijalva” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y la modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0098/09 de fecha 15 de enero de 2009 que 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.

Las actividades contempladas en el resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 son:

- 32 pozos: 28 de desarrollo y 4 exploratorios.
- 4 instalaciones de producción (cabezales).
- 32 líneas de descarga.
- 5 oleogasoductos.
- 5 caminos nuevos.

Figura 2.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

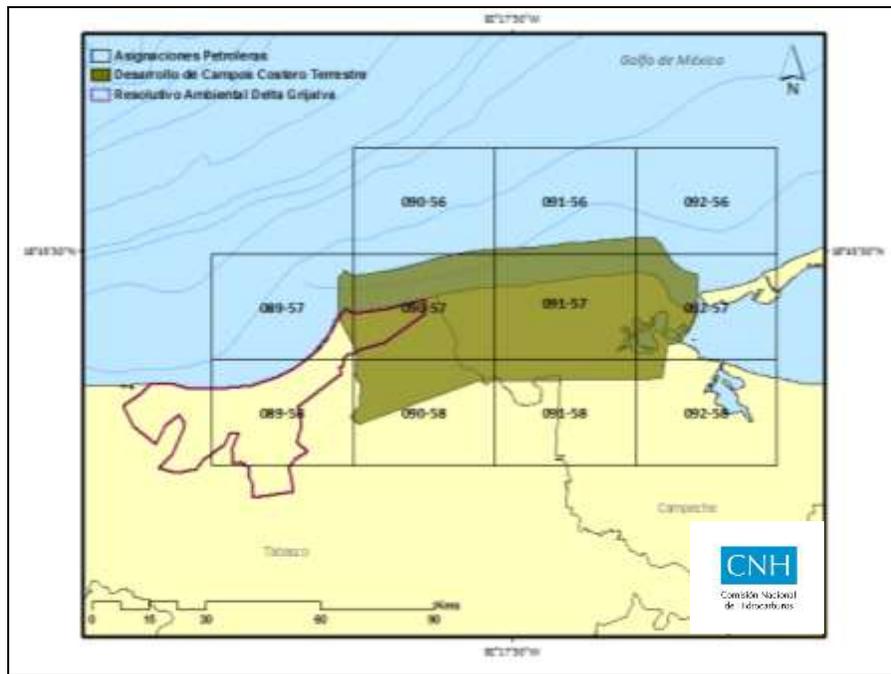
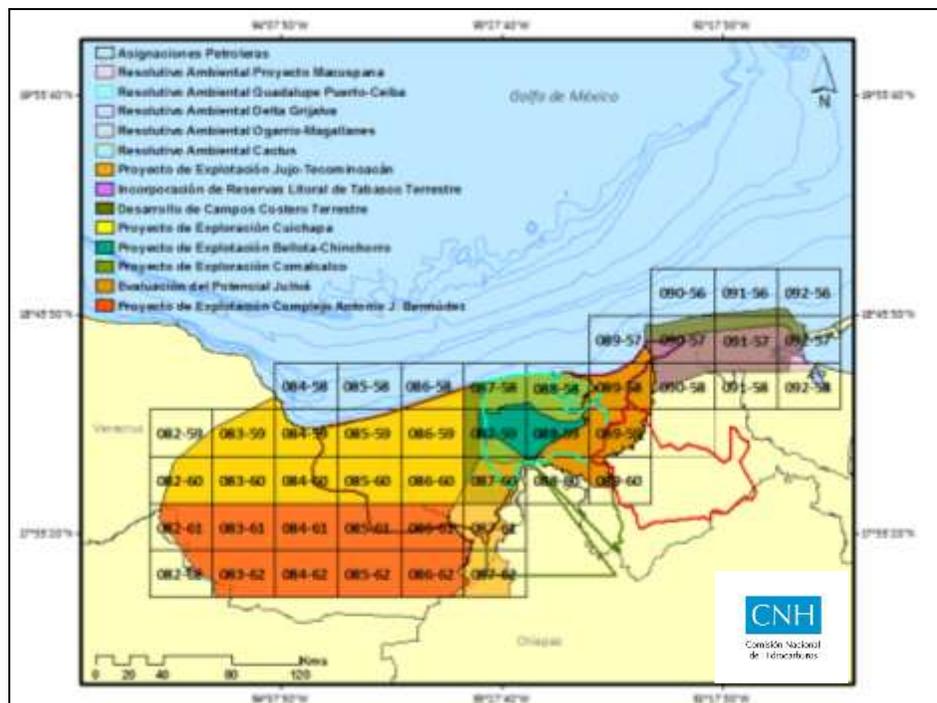


Figura 3.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 2 y 3 las áreas 089-57,090-57 y 089-58 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.2031.07 y su modificación S.G.P.A.DGIRA/DG/0098/09).

De acuerdo a la Figura 3, el área 089-58, se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”.

De igual manera, el área 089-58 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”.

Las áreas 090-56, 091-56, 089-57 y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por los resolutiveos S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 y S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 correspondientes a los Proyectos “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa” y “Proyecto Kuchkabal” respectivamente.

Cabe destacar que las áreas 092-56, 091-57, 092-57, 090-58, 091-58 y 092-58 no cuentan con autorización ambiental, lo cual representa un 54 % del área total del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Esta Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan al proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinente, por si PEP requiere 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 o por proyecto.
- c) En caso de que lo mencionado en el inciso b) 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.
- d) Esta Comisión recomienda que PEP señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto, para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- 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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre, por lo que se recomienda que para las modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en el oficio resolutivo y su respectiva modificación 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 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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre 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.

Respecto a los aspectos de seguridad industrial Pemex menciona que se han identificado los riesgos asociados a la ejecución del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre que son inherentes a la misma actividad, tales como el riesgo operativo, y que se ha establecido un plan de mitigación de los mismos mediante el cual los riesgos se reducen a niveles tolerables que garantizan el éxito del proyecto, asimismo se afirma que la seguridad industrial es una prioridad en el proceso productivo y que el manejo de la misma está basada en esquemas del SSPA, por ejemplo instalaciones que cuenten con un estudio actualizado de análisis de riesgo de los procesos, atlas de riesgo de Instalaciones, verificación de instalaciones por la comisión mixta de seguridad e higiene, seguimiento a las anomalías de seguridad, inspecciones de riesgo, auditorías internas, entre otras.

En cuanto a la jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías de seguridad industrial detectadas se posicionan de acuerdo a la siguiente matriz de riesgos.

Figura 4. 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, mencionando solamente las inspecciones de seguridad.

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.

El proyecto involucra la perforación de 5 pozos y 2 reparaciones mayores, así como la construcción de 5 líneas de descarga, 4 ductos (2 oleoductos y 2 oleogasoductos) y 2 instalaciones de producción.

Por todas las actividades señaladas se considera de vital importancia una identificación y evaluación de riesgos efectiva involucrando diferentes factores de seguridad y ambientales que deben ser supervisados bajo los procedimientos y normatividad vigente, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria.

- **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.

- **Evaluación de Riesgos.**

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

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

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

- 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 normatividad de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en la norma 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

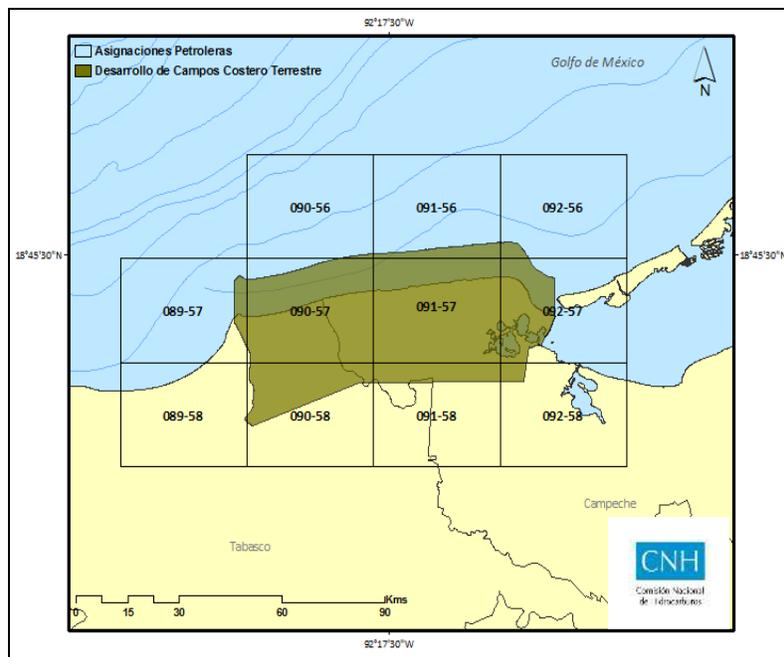
CONCLUSIONES

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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 262, 263, 264, 274, 275, 276, 277, 646, 1141, 1176, 1179, 1188, 1189, 1429, 1502 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-56, 090-57, 090-58, 091-56, 091-57, 091-58, 092-56, 092-57 y 092-58. Ver Figura 5.

Figura 5. Ubicación geográfica del proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.



- 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 PEP deberá dar seguimiento a las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto no generen modificación sustantiva de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre del 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 PEP responsable.

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

RECOMENDACIONES

- a) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- b) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) Pemex 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) Los campos del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre requerirán de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación del proyecto. Dicha situación debe considerarla en el análisis y evaluación de alternativas.
- f) PEP debe desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de predicción de producción utilizados.
- g) Es recomendable que se actualice el modelo estático con la nueva información que se ha recopilado del campo en los últimos años, el cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar.
- h) Las actualizaciones de los permisos ambientales deberían detallar las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por PEP no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento, así como la totalidad de los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados.

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

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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre como favorable con condicionantes, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante PEP deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

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

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por PEP y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, 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 Desarrollo de Campos Costero Terrestre, 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 Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta

PEP en el proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre es 14% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen.

Tabla 12. Reserva de aceite del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	50	0%
Proyecto	50	
2P 2011	44	-14%

Tabla 13. Reserva de gas del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	403	0.74%
Proyecto	400	
2P 2011	527	31%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
- c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos a partir del año 2022, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
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 las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
5. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, que permita continuar con la operación de manera más segura.
6. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o, en su caso, presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
7. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos

y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, como la API RP 75L.

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

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

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

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

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

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: 262, 263 ,264, 274, 275, 276, 277, 646, 1141, 1176, 1179 , 1188, 1189, 1429, 1502 que la SENER considera como áreas 089-57, 089-58, 090-56, 090-57, 090-58, 091-56, 091-57, 091-58, 092-56, 092-57 y 092-58.

Métricas del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

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	(2016-31)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	1,676	1,452	957	531	503	3,007	8,126	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	991	1036	1,015	879	713	6,403	11,037	10
Qo Promedio.	(mbd)	23	21	18	16	13	-	51.2 (mmb aceite)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.									
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	2	2	1	0	0	0	5	NA
Terminación.	(número)	2	2	1	0	0	0	5	NA
Reparaciones Mayores	(número)	0	0	0	0	1	1	2	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* 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.