



**GOBIERNO  
FEDERAL**



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

**DICTAMEN DEL PROYECTO  
INTEGRAL CUENCA  
DE MACUSPANA**

**JULIO 2011**

<b>CONTENIDO</b> .....	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
<b>II. RESUMEN DEL DICTAMEN</b> .....	<b>5</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH</b> .....	<b>13</b>
<b>IV. RESUMEN DEL PROYECTO INTEGRAL</b> .....	<b>17</b>
A. COMPONENTE DE EXPLORACIÓN. ....	17
a) <i>Ubicación</i> . ....	17
b) <i>Objetivo</i> .....	18
c) <i>Alcance</i> . ....	18
d) <i>Volumen y Recursos Prospectivos</i> . ....	18
e) <i>Inversiones exploratorias, inversiones del posible desarrollo y gasto de operación</i> .....	23
f) <i>Indicadores económicos</i> .....	24
B. COMPONENTE DE EXPLOTACIÓN. ....	24
a) <i>Ubicación</i> . ....	24
b) <i>Objetivo</i> .....	25
c) <i>Alcance</i> . ....	26
d) <i>Inversiones y gasto de operación</i> .....	29
e) <i>Indicadores económicos</i> .....	30
<b>V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN</b> .....	<b>33</b>
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	34
i. <i>Componente de Exploración</i> .....	34
ii. <i>Componente de Explotación</i> .....	36
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN. ....	40
<b>VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD</b> .....	<b>41</b>
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS .....	41
i. <i>Análisis de alternativas</i> . ....	41
ii. <i>Formulación del proyecto</i> .....	42
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA. ....	43
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico</i> . ....	43
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i> .....	44
iii. <i>Ingeniería de yacimientos</i> . ....	45
iv. <i>Intervenciones a pozos</i> . ....	46
v. <i>Productividad de pozos</i> . ....	46
vi. <i>Instalaciones superficiales</i> .....	46
vi.1 <i>Abandono de instalaciones</i> .....	46
• <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada</i> . ....	48
C) ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	49
D) ASPECTOS AMBIENTALES .....	54
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	58
<b>VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>62</b>
<b>VIII. CONDICIONANTES</b> .....	<b>66</b>
<b>IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS</b> .....	<b>70</b>
<b>ANEXO I</b> .....	<b>71</b>
<b>ANEXO II</b> .....	<b>72</b>

## 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 Integral Cuenca de Macuspana.

El Proyecto Integral Cuenca de Macuspana 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: 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 879, 1141, 1142, 1143, 1146, 1171, 1173, 1176, 1179, 1188, 1189, 1205, 1426, 1427, 1428, 1429 y 1502 que la SENER considera como áreas 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 092-59, 089-58, 089-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 090-57, 091-58, 090-58, 091-57, 089-60, 090-59, 090-60, 091-59, 092-58 y 089-57, mediante oficio No. SRS-10000-80000-762/2010, fechado el 17 de agosto del 2010 y recibido en la Secretaría el día 20 de agosto del 2010.

El dictamen del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana 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. 512.470-10 de fecha 23 de agosto 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 751/2010, recibido en la CNH el 1 de octubre del 2010, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-233/10 y envía la actualización del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, 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 a 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 dos discos compactos con los archivos electrónicos de la información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.

5. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

## 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 exploración***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de exploración, Pemex debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, se presentó la evaluación de dos alternativas de planes de exploración.

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que la componente de Exploración del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, se encuentra avalado por el Programa Estratégico de Gas, no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del proyecto elaborados por Pemex.

A lo anterior, la Comisión considera imperante que Pemex registre los cambios que se realicen en los proyectos o en las componentes de los mismos (inversiones, metas y alcance) para poder dar seguimiento, evaluación y transparencia a la estrategia de exploración que se esté ejecutando.

- ***Estrategia de explotación***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de explotación, Pemex debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, Pemex presentó la evaluación de tres alternativas:

1. Recuperación Primaria. Perforación de pozos lacustre utilizando la tecnología Easy-Craft y continuando con el uso de sistemas artificiales de producción. Así como implementar la compresión en el campo Narváz en la estación de recolección San Román.

2. Recuperación primaria, sin considerar la implantación de sistemas artificiales de explotación, para los campos Cafeto y Vernet.
3. Recuperación primaria, sin la implantación del sistema de compresión en la estación de recolección San Román.

Se observa que sólo se están eliminando actividades en el análisis de alternativas, sin embargo se deben considerar todas las actividades y enfocarse en determinar o definir la combinación tecnológica que permita explotar los campos de manera más rentable y segura

La carencia de análisis de tecnologías, constituye un cumplimiento parcial en la suficiencia documental de acuerdo con la Resolución CNH.E.03.001/10 emitida por esta Comisión el 14 de junio de 2010.

- ***Ingeniería de yacimientos***

Derivado de la información proporcionada por Pemex 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.

- ***Volumen original***

La Comisión considera necesario que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.

Se observa que el volumen original actualmente utilizado como referencia fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas, tales como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). La Comisión considera que realizar el cálculo del volumen original con métodos probabilísticos permitiría evitar sobreestimaciones ocasionadas por la alta variabilidad de los parámetros involucrados, con lo que se obtendría una mejor estimación del factor de recuperación.

En este sentido, Pemex 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. Para el caso del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana se tienen 322 anomalías por atender antes del 2012.

Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios y 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 Integral Cuenca de Macuspana, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de exploración y 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***

De acuerdo a los documentado por Pemex, las áreas 089-59, 089-60, 089-61, 090-59, 090-60, 090-61, 091-59, 091-60 y 091-61 cuentan parcialmente con la autorización de SEMARNAT 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.2202.07 y modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0141/09).

Las áreas 089-57, 089-58, 089-59, 089-60, 089-61, 089-62 y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

De igual manera, las áreas 089-60,089-61 y 089-62 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”.

Finalmente, las áreas 089-58, 089-59 y 089-60 se encuentran amparadas 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”.

Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.

Esta Comisión recomienda que Pemex vigile el cumplimiento de su responsabilidad para contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.

Las áreas 091-57, 091-58, 091-62, 092-57, 092-58, 092-59, 092-60, 092-61 y 092-62 no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT); el cual no se encuentra avalado ambientalmente, por lo que esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para poder realizar las actividades contempladas en este proyecto.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana 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) para la realización de estudios sísmicos y perforación y



terminación de pozos exploratorios, considerándose que el estudio sísmico no modificará los ecosistemas; dando cumplimiento a las medidas de mitigación y prevención, así como las recomendaciones y condicionantes descritas en los resolutivos.

- **Condicionantes**

Derivado del análisis, se dictamina el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad manifestada en el alcance de dicho proyecto.

1. Debido a que el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2022 y después de impuestos a partir del año 2020, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo, Pemex deberá presentar a la Comisión en un lapso de un año, para dictamen, el documento del proyecto que tome en cuenta el análisis de factibilidad, las conclusiones, recomendaciones y condicionantes del dictamen del proyecto elaborado por la Comisión.
2. 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 al 1 de enero del 2011 que reporta Pemex en el proyecto Macuspana es 9% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen y 2% mayor respecto a la evaluación de reservas al 1 de enero del 2010. Por lo que deberá presentar a la Comisión en el próximo proceso de certificación de reservas 2012 el origen de las diferencias significativas que existen en sus reservas de gas en comparación con las presentadas por el certificador así como también presentar los valores de estimación de reservas de condensados estimadas por el certificador.

Tabla 21. Reserva de Gas Proyecto Cuenca de Macuspana.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	427	2%
Proyecto	418	
2P 2011	381	-9%

Pemex deberá proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto, si por cuestiones propias del contrato con los certificadores solamente se evalúan algunos campos, Pemex deberá indicar el valor de reserva que se deberá tomar de los campos no certificados; en la estimación de reservas 2010 y 2011 por parte del certificador solamente se presentó el campo Narvárez el cual representa solo el 23% de la reservas de gas del proyecto.

3. 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) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) desarrollo de tecnología; y iii) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.
4. Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos exploratorios y de realización de estudios y reportar su avance cada tres meses o antes en el caso de que se cuente con información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo que genere una modificación sustantiva. Además, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre el programa y lo real de cada pozo realizado.
5. Pemex deberá enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (Sísmica 3D, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.

7. Pemex deberá presentar 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.
8. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
9. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías del proyecto Integral Cuenca de Macuspana que permitan continuar con la operación de manera más segura.
10. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
11. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74 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.
12. Pemex deberá vigilar que las métricas presentadas en el Anexo I para la componente de Exploración y el Anexo II para la componente de Explotación, 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 Pemex responsable.

### III. Mandato de la CNH

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

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

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

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

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

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

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

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

<b>Monto de Inversión (Pesos constantes)</b>	<b>Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)</b>
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 integral

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el oficio SPE-751/2010 con fecha 1 de octubre de 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto del que la Comisión emite su dictamen. Conviene señalar que al ser un proyecto integral, a continuación se presenta el resumen de las componentes: A. Exploración y B. Explotación

### A. Componente de Exploración.

#### a) Ubicación.

El proyecto Cuenca de Macuspana se ubica al oriente de Villahermosa, Tabasco, comprende parte de los municipios de Centla, Centro, Jalapa, Jonuta y Macuspana, en el estado de Tabasco, además de los municipios de Carmen y Palizada, en el estado de Campeche. Limita al norte con el proyecto de inversión Litoral de Tabasco Terrestre, al sur y al este con el proyecto de inversión Reforma Terciario y al oeste con el proyecto de inversión Evaluación del potencial Julivá. Cubre un área de 5,670 km<sup>2</sup> (Figura 1).

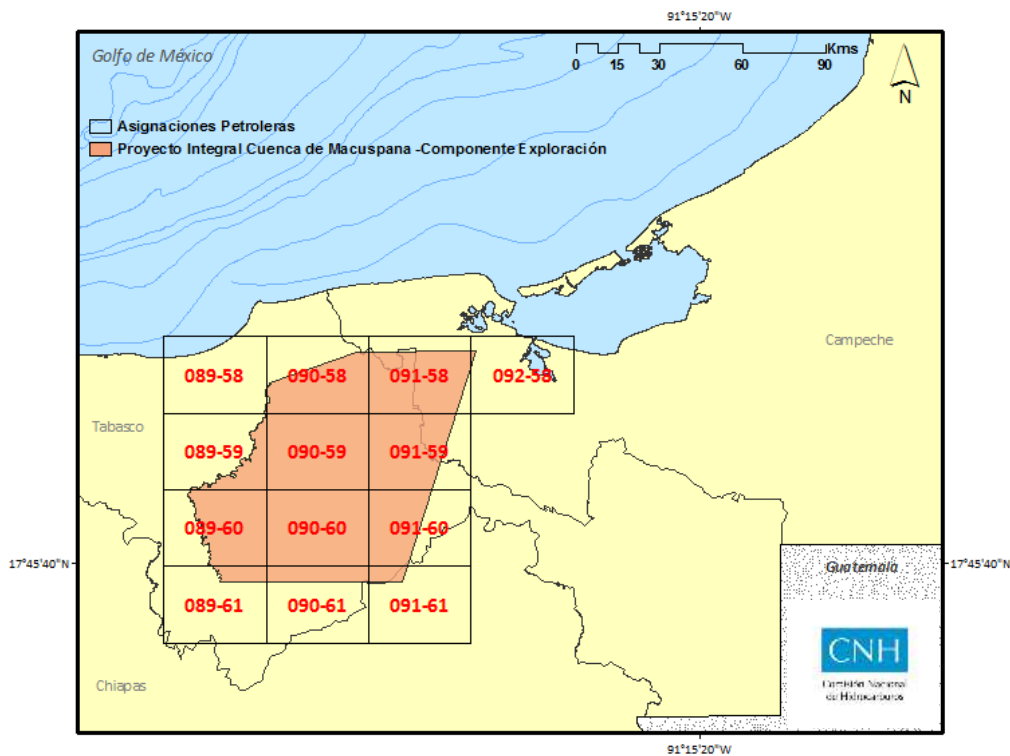


Figura 1. Ubicación de la componente exploratoria del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana

## ***b) Objetivo***

De acuerdo a lo presentado por Pemex, el objetivo de esta componente es incorporar reservas de aceite superligero, ligero, gas húmedo y gas seco, con un volumen que varía de 317 mmbpce en el percentil 10 a 1,012 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 569 mmbpce en rocas carbonatadas del Mesozoico y sedimentos terrígenos del Terciario, con una inversión exploratoria total de 18,477 millones de pesos, en el periodo de 2011-2034.

## ***c) Alcance.***

El programa operativo considera la perforación de 58 pozos exploratorios, la realización de 39 estudios geológicos y la adquisición de 2,092 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

## ***d) Volumen y Recursos Prospectivos.***

Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, Pemex dividió algunos proyectos exploratorios en diferentes áreas prioritarias, con base en tres clases de criterios principales: geológicos, operativos y geográficos.

- Para los criterios geológicos se analizaron la complejidad geológica, la distribución y características de los plays, la diversidad en los tipos de hidrocarburo esperados y el grado de madurez en el proceso exploratorio, así como el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.
- En los criterios operativos se consideró la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
- Para el criterio geográfico se consideró básicamente las dimensiones del área del proyecto.

Sin embargo, dada la aplicación de estos criterios, existen proyectos que no justifican la segmentación, dada la homogeneidad que guardan en toda su extensión en cuanto a las características geológicas, el tipo de hidrocarburo esperado, distribución de los plays y la etapa del proceso exploratorio en que se encuentran.

En este contexto, el proyecto Cuenca de Macuspana, debido al grado de avance que tiene en el proceso exploratorio, la similitud en características geológicas de sus objetivos y dada la dimensión de su área geográfica, se considera en su totalidad como una sola área prioritaria.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del proyecto Integral Cuenca de Macuspana, se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Cuenca de Macuspana	58

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del proyecto Integral Cuenca de Macuspana se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Distribución del volumen prospectivo.

Proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Cuenca de Macuspana	2,983

Los recursos prospectivos a evaluar se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4. Recursos prospectivos a incorporar.

Proyecto	Recursos prospectivos a incorporar mmbpce
Cuenca de Macuspana	569

A continuación se detalla cada una de las dos alternativas presentadas por Petróleos Mexicanos.

**Alternativa 1.** *Corresponde a la alternativa seleccionada, se programó para el periodo 2011-2023 la perforación de 28 pozos exploratorios que incorporarán 357 millones de barriles de aceite ligero, en la porción este-sureste del proyecto, en busca de los plays hipotéticos del Oxfordiano, Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior, que fueron perforados por los pozos Cobo-301, Chirivital-2 y Saraguato-1. Las rocas del Oxfordiano fueron depositadas en un ambiente de rampa interna y las rocas del Kimmeridgiano en ambientes marinos someros de rampa externa y zona de bancos oolíticos; estas rocas están constituidas por carbonatos.*

*A partir del año 2024 hasta el 2034 se tiene contemplado perforar 27 pozos terciarios y 3 con objetivos mesozóicos, preferentemente en la porción sur-suroeste de este proyecto. Los objetivos del Terciario son los sedimentos carbonatados del Mioceno Medio Inferior (Caliza Macuspana), que es productora de gas seco en el campo Tepetitán y las facies del Mioceno Superior que son sedimentos terrígenos que fueron depositados en ambientes de frente de playa, submarea, fluviodeltáicos y canales y que son productores de gas aceite y condensado. Estas areniscas son las productoras en la mayoría de los campos que existen dentro de este proyecto.*

*Para disminuir los riesgos exploratorios en los pozos a perforar a mediano y largo plazos, se tienen programados 5 estudios geofísicos (adquisición sísmica 3D) durante los años 2011, 2015, 2016 y 2025.*

*La capacidad de ejecución para este escenario es de 6 pozos como máximo, para los años 2024 y 2027.*

*En esta alternativa 1, se consideran perforar 58 pozos exploratorios en un periodo de 24 años (2011-2034) y se incorporará una reserva de 569 mmbpce. La inversión exploratoria total*

estimada es de 18,477 millones de pesos, de los cuales 17,798 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 679 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

El valor presente neto antes de impuestos es de 58,714 millones de pesos con un índice de utilidad de 4.59 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 569 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 5.

Tabla 5. Recursos prospectivos a evaluar para la alternativa 1 (mmbpce).

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2034
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	317
media	21	38	0	51	9	47	15	9	569
p <sub>90</sub>	65	89	0	149	30	113	50	12	1,012

**Alternativa 2.** Tiene como propósito la búsqueda de nuevas acumulaciones de aceite ligero y superligero en los plays hipotéticos del Jurásico y Cretácico, mediante la perforación de 27 pozos distribuidos ampliamente en las porciones sur-sureste y este del proyecto, en el periodo 2011 al 2024. Estos plays presentan los mayores riesgos geológicos en el área, pero también las volumetrías más significativas.

Con los estudios geológicos y procesamientos sísmicos que se tienen en el programa, se actualizarán los modelos geológicos que permitirán abatir la incertidumbre de los elementos que conforman el sistema petrolero.

Adicionalmente, en el horizonte 2025 al 2028 se perforarán 8 pozos con objetivos terciarios que incorporen aceite ligero y a partir del año 2029 hasta el 2034, se perforarán 12 pozos que incorporen gas seco y gas húmedo proveniente de plays terciarios. La capacidad máxima de ejecución para este escenario es de 2 pozos por año. Los pozos con objetivos mesozoicos son de evaluación del potencial y por lo tanto tienen mayor riesgo exploratorio que los que van a objetivos terciarios que incorporen gas.

*En esta alternativa 2, se consideran perforar 47 pozos exploratorios (28 investigarán plays mesozoicos y 19 plays terciarios), en un periodo de 24 años (2011-2034) y se incorporará una reserva de 450 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 16,772 millones de pesos, de los cuales 15,822 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 960 millones de pesos están considerados para inversión operacional.*

*Para disminuir los riesgos exploratorios en los pozos a perforar a mediano y largo plazos, se tienen programados 3 estudios geofísicos (adquisición sísmica 3D) durante los años 2011, 2014 y 2015.*

*Las oportunidades terciarias cuentan con infraestructura superficial cercana para su producción ya que están ubicadas cerca de campos maduros productores de gas.*

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 16,772 millones de pesos, de los cuales 15,822 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 960 millones de pesos están considerados para inversión operacional y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Recursos prospectivos a incorporar para la alternativa 2 (mmbpce).

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2034
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	228
media	21	38	31	30	29	25	23	21	450
P <sub>90</sub>	65	89	95	89	78	73	72	72	823

**Una vez evaluadas las alternativas para la componente exploratoria, Pemex identificó que la mejor es la 1.**

### e) Inversiones exploratorias, inversiones del posible desarrollo y gasto de operación

Para la alternativa 1, la inversión para el horizonte 2011-2034 en el proyecto es de 18,477 millones de pesos, de los cuales, 17,798 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 679 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

Las inversiones exploratorias requeridas por actividad se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2034
<b>Inversión exploratoria</b>	<b>1,136</b>	<b>815</b>	<b>30</b>	<b>1,089</b>	<b>1,087</b>	<b>1,905</b>	<b>733</b>	<b>265</b>	<b>18,477</b>
Estratégica	1,096	795	30	1,031	1,081	1,865	709	251	17,798
Pozos*	361	753	30	1,024	335	1,554	709	250	15,437
Sísmica	710	0	0	0	736	299	0	0	2,225
Estudios	25	42	0	7	10	12	0	1	136
Operacional	40	20	0	58	6	39	23	14	679

(a) Incluye la inversión de estudios geofísicos de apoyo a la perforación de pozos exploratorios.

A continuación se muestran las inversiones programadas para futuro desarrollo asociado a la componente exploratoria:

Tabla 8. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	91	18,071
media	0	0	130	93	296	523	699	923	22,244
P <sub>90</sub>	0	0	478	178	726	1,390	1,830	1,968	28,364

Tabla 9. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	96	21,625
media	0	0	57	128	185	331	445	613	25,845
P <sub>90</sub>	0	0	178	353	409	809	1,068	1,358	31,585

## *f) Indicadores económicos*

La evaluación del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana en su componente exploratoria, analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

A continuación se presenta una tabla con los indicadores económicos de la alternativa seleccionada para ejecutar la componente exploratoria del proyecto:

Tabla 10. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Opción 1 Seleccionada
VPN	mmpesos	58,714
VPN/VPI	pesos/pesos	4.59
Costo de descubrimiento	usd/bpce	2.4
Recursos prospectivos	mmbpce	569

## *B. Componente de Explotación.*

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante oficio SPE-751/2010 con fecha 1 de octubre de 2010, a continuación se presentan las características principales de la componente de explotación del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana con el cual la Comisión emite su dictamen.

### *a) Ubicación.*

Geográficamente el proyecto se ubica en la porción Este de Tabasco, Oeste de Campeche y Norte de Chiapas; comprende los municipios de Centla, Centro, Jalapa, Jonuta y Macuspana en el estado de Tabasco, parte de los municipios del Carmen y Palizada en el estado de Campeche y parte de los municipios de Catazaj, Palenque, Salto del Agua, Tila, Sabanilla, Tumbala, Huitiupan, Chilón, Yajalón y La Libertad en el estado de Chiapas, tiene una extensión de 18,061 kilómetros cuadrados, figura 2.

Geológicamente se encuentra localizado en la provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, sus principales campos petroleros son: Narváez, José Colomo, Cobo, Tepetitán, Chilapilla,



Shishito, Viche, Saramako, Nuevos Lirios Usumacinta, Rasha Vernet, Hormiguero, Cafeto y Acahual.

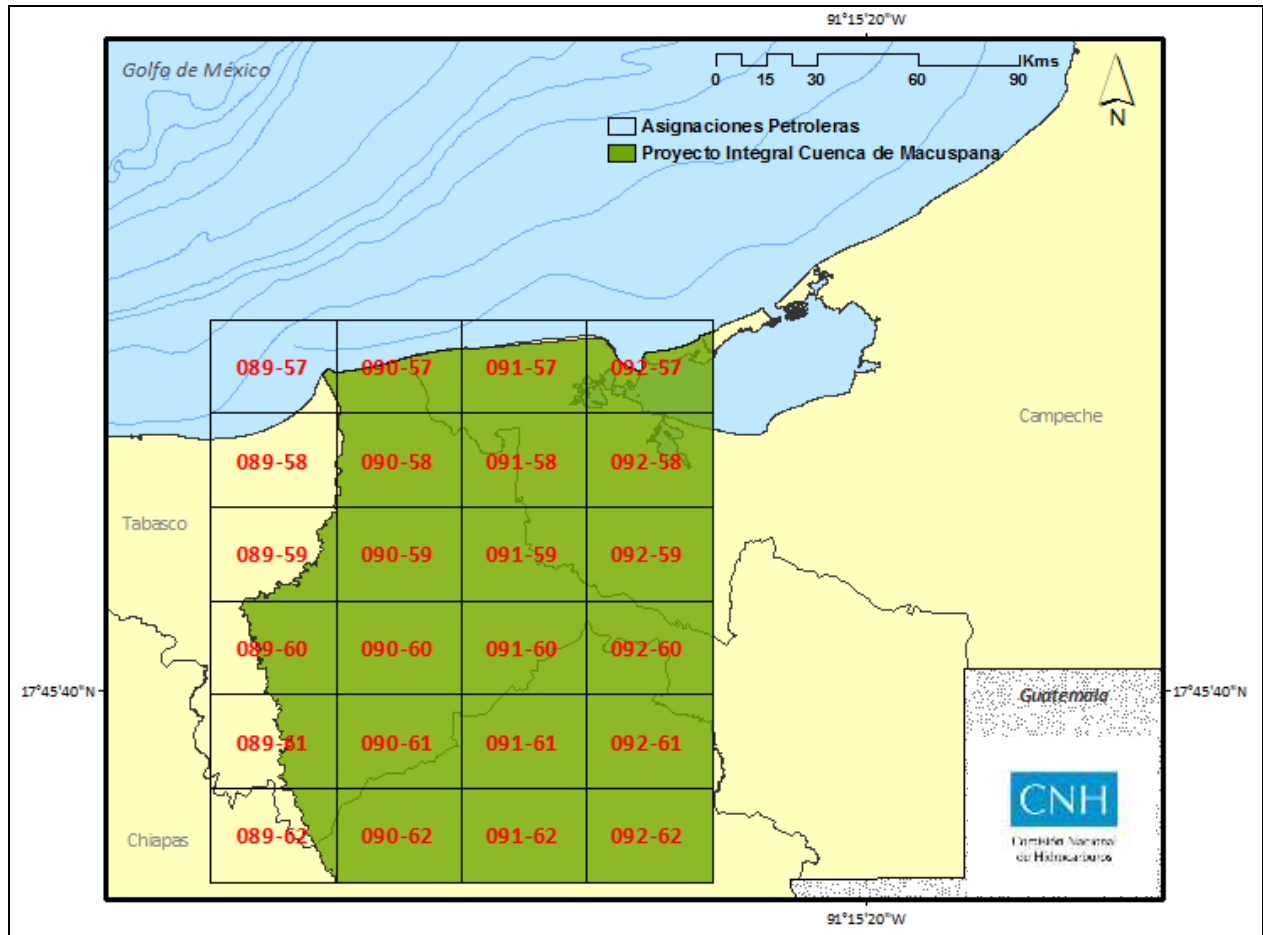


Figura 2. Ubicación geográfica de la componente de explotación del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.

## ***b) Objetivo***

De acuerdo a lo presentado por Pemex, el objetivo de esta componente es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos y asegurar la continuidad de la operación de los campos de aceite súper ligero, ligero y pesado así como de gas húmedo y seco, maximizando el valor económico de la explotación de los yacimientos con la extracción de 13.9 mmb de aceite y 429 mmmpc de gas (99.7 mmbpce), para lo cual se requerirá una inversión de 12,534 millones de pesos, en el periodo 2011-2042.

### ***c) Alcance.***

Terminación de 37 pozos de desarrollo, 134 intervenciones a pozos (62 reparaciones mayores y 72 menores), taponar 146 pozos; además de la construcción de 42 líneas de descarga, 7 ductos (5 gasoductos, 1 oleoducto y 1 oleogasoducto) y 11 instalaciones (9 cabezales, 1 batería de separación y 1 estación de compresión).

A continuación se detalla cada una de las alternativas presentadas por Pemex para la componente de explotación.

**Alternativa 1. Recuperación primaria. Perforación de pozos lacustres utilizando la tecnología Easy-Craft; la cual consiste en emplear equipos de perforación terrestre operando sobre una plataforma metálica fija, el uso de esta tecnología permitirá una mejor flexibilidad de las operaciones, implementar la compresión del campo Narváez en la estación de recolección San Román y continuar con el uso de sistemas artificiales de explotación.**

*Consiste en la perforación de 37 pozos, 134 intervenciones a pozos (62 reparaciones mayores y 72 menores), 146 taponamientos de pozos, construcción de 7 ductos (5 gasoductos, 2 oleogasoductos), 42 líneas de descarga y 11 Instalaciones de producción (9 cabezales, 1 batería de separación y 1 estación de compresión). Las actividades mencionadas se llevarán a cabo mediante la ejecución de las siguientes estrategias de explotación:*

- *Perforación de pozos lacustre utilizando la tecnología Easy-Craft; la cual consiste en utilizar los equipos de perforación terrestre operando sobre una plataforma metálica fija, el uso de esta tecnología permitirá una mejor flexibilidad operativa, minimizar el daño al medio ambiente, reducir problemas con las cooperativas ribereña y acelerar la perforación debido a que se pueden operar al mismo tiempo 2 ó 3 equipos; esta opción optimizará la perforación de los pozos a realizar en la zona lacustre.*
- *Perforación de pozos con tecnología no convencional (horizontales, alto ángulo, multilaterales, direccionales y de alto alcance).*
- *Disminución de la declinación de los campos mediante reparaciones mayores,*

*inducciones, inyección de alcoholes y barras efervescentes para gas.*

- *Continuar con la aplicación de sistemas artificiales de explotación (bombeo mecánico hidroneumático tipo tieben) y la implantación de otros sistemas de acuerdo a un análisis técnico-económico.*
- *Implantación en la estación de recolección de San Román de un sistema de compresión para el campo Narvárez.*

**Alternativa 2.** *El esquema de explotación, considera los mismos tipos de pozos que la opción anterior, perforación de pozos no convencionales, reparaciones mayores en los campos de gas, el uso de Easy-Craft para la zona lacustre y la implantación en la estación de recolección de San Román de un sistema de compresión para el campo Narvárez. Sin embargo, se excluyen los sistemas artificiales de explotación (SAE) en los campos Vernet y Cafeto, por lo cual las perforaciones y reparaciones de pozos del campo Vernet no se realizarían debido a que estos requieren de los SAE para su explotación, de la misma manera, no será posible la explotación de la producción base del campo Cafeto por la misma razón, por lo tanto las actividades a realizar consisten en la perforación de 29 pozos, 47 reparaciones mayores, 146 taponamientos de pozos, construcción de 7 ductos (5 gasoductos, 2 oleogasoductos), 40 líneas de descarga, 9 Instalaciones de producción (7 cabezales, 1 batería de separación y 1 estación de compresión).*

**Alternativa 3.** *En esta el esquema de explotación, considera los mismos tipos de pozos que la alternativa 1, perforación de pozos no convencionales, reparaciones mayores en los campos de gas y el uso de Easy-Craft para la zona lacustre, pero sin la implantación del sistema de compresión en el campo Narvárez, por lo cual existirá una afectación en la producción de gas en este campo que se manifestará a partir del año 2013.*

**Una vez evaluadas las alternativas de la componente de explotación, Pemex identificó que la mejor es la 1.**

En la Tabla 11, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 11. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	10.4	139
2012	7.8	137
2013	5.9	139
2014	4.5	137
2015	3.4	148
2016	2.2	122
2017	1.3	94
2018	1.0	71
2019	0.6	49
2020	0.4	36
2021	0.2	28
2022	0.1	21
2023	0.1	15
2024	0.1	10
2025-2042	0.0*	2*
<b>Total</b>	<b>13.9</b>	<b>429</b>

(mmb)      (mmpc)

\*Promedio 2025-2042.

En la Tabla 12 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto Integral Cuenca de Macuspana.

Tabla 12.- Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factores de Recuperación	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	mmb	mmpc	por ciento	por ciento
1P	181	7,554	21.9	79.6
2P	244	7,882	18.7	78.4
3P	246	7,932	18.6	78.3

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

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto Integral Cuenca de Macuspana se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. - Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reservas Remanentes		
	Aceite	Gas	Petróleo crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	12	331	76
2P	18	496	115
3P	18	526	121

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

La inversión para el horizonte 2011-2042 en la componente de explotación del proyecto, es de 12,534 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 15,542 millones de pesos, como se describe en la Tabla 14.

Tabla 14. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión (mmpesos)	Costos operativos (mmpesos)
2011	1,718	748
2012	1,883	691
2013	1,781	683
2014	1,738	695
2015	942	760
2016	711	675
2017	440	584
2018	453	510
2019	419	442
2020	438	381
2021	407	340
2022	394	310
2023	390	271
2024	389	235
2025-2042	431	8,217
<b>Total</b>	<b>12,534</b>	<b>15,542</b>

Fuente: Pemex

### *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 78.6 dólares por barril para el aceite y 5.5 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 2011-2042, la componente de explotación del proyecto requiere una inversión de 12,534 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 47,447 millones de pesos. El gasto de operación de 15,542 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 15. 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	748	1,718	3,969	3,879	7,848	5,382
2012	691	1,883	3,011	3,842	6,853	4,280
2013	683	1,781	2,289	3,885	6,174	3,710
2014	695	1,738	1,777	3,801	5,578	3,145
2015	760	942	1,346	4,119	5,465	3,763
2016	675	711	883	3,386	4,269	2,882
2017	584	440	535	2,596	3,132	2,108
2018	510	453	400	1,962	2,362	1,399
2019	442	419	260	1,347	1,607	745
2020	381	438	153	1,007	1,160	341
2021	340	407	85	765	850	102
2022	310	394	49	568	617	-86
2023	271	390	35	404	439	-222
2024	235	389	22	280	301	-323
2025-2042	8,2117	431	1	791	792	-7,855
2011-2042	15,542	12,534	14,815	32,632	47,447	19,371

Fuente: Pemex

Los resultados económicos correspondientes a la componente de explotación del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Indicadores Económicos (mmpesos).

Indicadores económicos	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor presente neto, VPN	mmpesos	19,832	4,390
Valor presente de la inversión, VPI	mmpesos	8,332	8,332
Relación, VPN/VPI	peso/peso	2.38	0.53
Relación beneficio costo, B/C	peso/peso	2.48	1.15

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 19,832 millones de pesos antes de impuestos y de 4,390 millones de pesos después de impuestos.



## V. Procedimiento de dictamen

Como ya se mencionó, la dictaminación 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 Integral Cuenca de Macuspana, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.470-10 respecto de las asignaciones denominadas: 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 879, 1141, 1142, 1143, 1146, 1171, 1173, 1176, 1179, 1188, 1189, 1205, 1426, 1427, 1428, 1429 y 1502 que la SENER considera como áreas 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 092-59, 089-58, 089-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 090-57, 091-58, 090-58, 091-57, 089-60, 090-59, 090-60, 091-59, 092-58 y 089-57.

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

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

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

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

**a) Suficiencia de información.**

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

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

**i. Componente de Exploración**

<b>1. Datos generales del proyecto</b>	
1.1 Objetivo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Se requiere colocar en el documento lo que se ha estado documentando en el Programa Estratégico de Gas acerca del Proyecto Cuenca de Macuspana.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Independientemente de que las actividades hayan estado avaladas por el Programa Estratégico de Gas, se requiere colocar en el documento lo que se ha estado documentando en el Programa Estratégico de Gas acerca del Proyecto Cuenca de Macuspana.
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y el proyecto presentado a la Comisión.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Realizar las diferencias entre las diversas documentaciones avaladas por el Programa Estratégico de Gas y la propuesta actual.
e) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para	

medirlo.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial).	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Se requiere señalar a los responsables de los pozos, sísmica, estudios, etc. De las componentes (actividades) principales señaladas en el alcance.
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
<b>Suficiente</b>	Comentario: Incluir los elementos tectónicos de forma gráfica.
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
<b>Suficiente</b>	Comentario: ver anexo 4
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
<b>Suficiente</b>	Comentario: ver anexo 4
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
<b>Suficiente</b>	Comentario: ver anexo 4
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
<b>Suficiente</b>	Comentario: ver anexo 4
<b>3. Estrategia exploratoria</b>	
3.1 Descripción de alternativas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.2 Estimación de recursos prospectivos, ingresos, inversión y costos. Recursos, reservas e ingresos por localización, inversiones y metas físicas. Para cada uno de los escenarios analizados	
<b>Suficiente</b>	Comentario: ver anexo 5 y 6
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Diseño de las actividades de exploración</b>	

4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Plan de ejecución del proyecto</b>	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Seguridad industrial</b>	
6.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
6.2 Evaluación de riesgos operativos (Descripción de observaciones, recomendaciones, así como de las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>7. Medio Ambiente</b>	
7.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

## ii. Componente de Explotación

<b>1. Datos generales del proyecto</b>	
1.1 Objetivo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Independientemente de que las actividades hayan estado avaladas por el Programa Estratégico de Gas se requiere colocar en el documento lo que

	se ha estado documentando en el PEG acerca del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Incluir metas físicas adicionales a los pozos (i.e. infraestructura, etc.). Verificar que los pozos productores sean de acuerdo a los perforados en el periodo de autorización del proyecto en adelante.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Independientemente de que las actividades hayan estado avaladas por el Programa Estratégico de Gas se requiere colocar en el documento lo que se ha estado documentando en el PEG acerca del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Realizar las diferencias entre las diversas documentaciones avaladas por el Programa Estratégico de Gas y la propuesta actual.
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Se debe hacer el comparativo calendarizado anual y explicar las causas de variaciones por cada rubro. Incluir gasto de operación. Las variaciones en parte son debidas a un horizonte tiempo diferente pero se requiere detallar las demás causas (señalar lo que corresponde a la adición de más años y las demás causas).
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Se requiere señalar a los responsables de los pozos, intervenciones, etc. de las componentes (actividades) principales señaladas en el alcance.
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	

a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>3. Principales alternativas</b>	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Incluir ingresos por condensados.
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Estrategia de desarrollo y producción</b>	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	

<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Información económico financiera del proyecto</b>	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones. Estimación de inversiones	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Plan de ejecución del proyecto</b>	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Realizarlo de acuerdo al correo enviado, el 1 de Septiembre de 2010, al Ing. José Luis Pérez Hernández.
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
<b>Suficiente</b>	Comentario: Mencionan que no aplica, ya que el proyecto sólo considera recuperación primaria
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>7. Seguridad industrial</b>	
7.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	

<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>8. Medio Ambiente</b>	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

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

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

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que 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 evaluación del potencial e incorporación de reservas, producción de hidrocarburos y alcance.



## VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto Integral Cuenca de Macuspana, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

### *a) Aspectos Estratégicos*

#### **i. Análisis de alternativas.**

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima que permita obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que Pemex debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, estimulación, selección del sistema artificial de producción.

En el proyecto sólo se refieren métodos de recuperación primaria, pero la Comisión considera que es elemental evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en todos los campos del proyecto.

- b) Es necesario incorporar para la componente exploratoria, en las alternativas presentadas, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios, relacionado a la ejecución del proyecto en caso de tener o no tener éxito en las primeras oportunidades a perforar, considerando los éxitos y fracasos en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.

## ii. Formulación del proyecto

- a) Las actividades del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el Programa Estratégico de Gas (PEG). Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto Integral Cuenca de Macuspana del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG). Lo anterior apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias y de explotación del país.
- b) En el documento presentado por Pemex, se señala que geológicamente se encuentra localizado en la provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, dónde sus principales campos petroleros son: Narváez, José Colomo, Cobo, Tepetitlán, Chilapilla, Shishito, Viche, Saramako, Nuevos Lirios Usumacinta, Rasha Vernet, Hormiguero, Cafeto y Acahual. 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 hidrocarburos, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que Pemex defina estrategias de explotación por campo.
- c) La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no considera evaluar la aplicabilidad de algún método de recuperación secundaria y/o mejorada. La Comisión recomienda que Pemex debe considerar alguna estrategia de ejecución que combine la recuperación secundaria y la mejorada, en los campos que aplique.
- d) 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.

- e) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de 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) Por tratarse de un Proyecto Integral, en la componente exploratoria las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que, es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D, sean integrados a los modelos con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.
- b) Es indispensable que Pemex 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. Esta Comisión considera necesario mantener actualizado dichos modelos con la nueva información estática y dinámica recopilada durante estos últimos años y con la que se adquiriera en el futuro.
- c) Considerando que la información petrofísica es de vital importancia para la caracterización de los yacimientos, elaboración de los modelos estáticos y dinámicos, esta Comisión considera que se debe documentar, para los principales yacimientos de este proyecto, todas propiedades petrofísicas representativas (porosidad, permeabilidad, índice de mojabilidad, permeabilidades relativas, presiones capilares, entre otras) a nivel de yacimiento.

## ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) La Comisión considera necesario que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- b) Se recomienda que Pemex observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde las actividades del proyecto son las que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- c) Se observa que existen diferencias mínimas entre el proyecto presentado para dictaminación 2010 y las reservas al 1 de enero del 2010, sin embargo los valores de reservas 2011 presentan un aumento en el pronóstico de producción el cual tendría que ser actualizado en el proyecto.
- d) Los certificadores realizan solamente la evaluación considerando los campos mayores y el producto principal para el caso de Macuspana corresponde al gas.
- 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. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas al 1 de enero del 2011 que reporta Pemex en el proyecto Macuspana es 9% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen y 2% mayor respecto a la evaluación de reservas al 1 de enero del 2010. Por lo que deberá presentar a la comisión en el próximo proceso de certificación de reservas 2012 el origen de las diferencias significativas que existen en sus reservas de gas en comparación con las presentadas por el certificador así como también presentar los valores de estimación de reservas de condensados estimadas por el certificador.

Tabla 17.- Reserva de Gas Proyecto Cuenca de Macuspana.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	427	2%
Proyecto	418	
2P 2011	381	-9%

Pemex deberá proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto, si por cuestiones propias del contrato con los certificadores solamente se evalúan algunos campos, Pemex deberá indicar el valor de reserva que se deberá tomar de los campos no certificados. En la estimación de reservas 2010 y 2011 por parte del certificador solamente se presentó el campo Narváz el cual representa solo el 23% de la reservas de gas del proyecto.

**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) La Comisión recomienda que se realice un estudio, en los campos de aceite, para determinar el volumen actual de aceite que se encuentran en las zonas barridas por agua y por gas.
- c) Se deben esclarecer los métodos utilizados para las estimaciones de los pronósticos de producción y los modelos de simulación, con los cuales se representa la explotación de los principales yacimientos de este proyecto. En este sentido se recomienda que se presenten las principales características de dichos métodos y modelos de simulación y se demuestre que son suficientes para representar la física del yacimiento.

#### **iv. Intervenciones a pozos.**

- a) Pemex debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación mejorada.

#### **v. Productividad de pozos.**

El objetivo de las pruebas de producción y presión es determinar el potencial productor del pozo, caracterizar dinámicamente al yacimiento y detectar probables eventos geológicos o corroborarlos.

- a) La Comisión recomienda que se continúe con la toma de información mediante pruebas de presión-producción 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 como la inyección de agua y gas.

#### **vi. Instalaciones superficiales**

##### **vi.1 Abandono de instalaciones.**

- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se considere la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.
- b) Además, la Comisión considera que Pemex debe atender el rezago en la atención de desincorporación de instalaciones.

**vi.2 Manejo de la producción.** Para continuar con el desarrollo del proyecto se necesita adecuar y construir infraestructura, principalmente para los pozos nuevos, se tiene programado la construcción de 11 instalaciones de producción (9 cabezales, 1 batería de separación para el campo Shishito y un módulo de compresión en la estación de recolección San Román) y 7 ductos de los cuales 5 gasoductos serán construidos principalmente en los campos Tepetitán, Laguna Alegre y Cantemoc, 1 oleogasoducto, y 1 oleoducto que llevará la producción de aceite de la batería Shishito (programada a construir) a Saramako y desembocará en la batería Agave; con esto se pretende dejar fuera de operación el ducto existente de Vernet-La Ladrillera que pasa por el aeropuerto y por la ciudad de Villahermosa.

Adicional a esto se contempla la construcción de 42 líneas de descarga asociadas a los pozos nuevos y a los pozos a reparar que no cuentan con líneas de descarga.

- a) La CNH observa que Pemex no presenta programas de mantenimiento, modernización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que un aspecto importante a considerar es que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

**vi.3 Medición:** Pemex menciona que para los puntos de medición y control de calidad con las que cuenta el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana para la transferencia de los hidrocarburos a la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos son los siguientes:

- Transporte de hidrocarburos en el complejo procesador de gas ciudad Pemex, gas.
- Batería Vernet , aceite.
- Estación de recolección San Román, gas.
- Cabezal Shishito, gas.
- Cabezal Saramako, gas y condensado.

Asimismo Pemex menciona solamente para uno de sus puntos (Batería Vernet) usa medidor del tipo ultrasónico y en la entrega del gas se utiliza medidor del tipo placa de orificio (fitting), no

especificando que tipos de medidores utiliza en los otros puntos que se hacen referencia en el documento.

- a) La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición se incluyan elementos humanos y materiales, en el cual 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 y 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 PEMEX en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.

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

- **Procesos de recuperación secundaria y mejorada.**

- a) La Comisión considera necesario que Pemex realice los estudios necesarios para analizar la factibilidad de implementar de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de los campos de este proyecto.
- b) La Comisión recomienda que Pemex debe considerar alguna estrategia de ejecución que combine la recuperación secundaria y la mejorada, en los campos que aplique.



### *c) Aspectos Económicos.*

- **Componente Exploración.**

El análisis económico de proyectos de exploración implica un mayor esfuerzo sobre aquéllos en desarrollo o explotación. Existen dos elementos fundamentales que determinan la recuperación de hidrocarburos en los proyectos exploratorios, a saber: riesgo e incertidumbre.

Si bien en los proyectos de explotación se definen perfiles de producción, montos de inversión y costos, en los proyectos de exploración se debe considerar que las localizaciones pueden ser o no productivas y posteriormente, recurrir a la probabilidad para evaluar el potencial de recursos existentes.

En la evaluación de un proyecto de exploración, estrictamente, no debería hacerse referencia a un Valor Presente Neto (VPN), dado que existe incertidumbre en el número de barriles a extraer, en el monto de las inversiones y en el costo a ejercer. Propiamente, se debería hablar de un Valor Monetario Esperado (VME).

En la industria petrolera existen varios métodos para cuantificar el riesgo, la incertidumbre y para evaluar económicamente los proyectos; entre los más utilizados se encuentran:

1. Árboles de decisión,
2. Simulaciones estocásticas tipo Monte Carlo.
3. Opciones reales

Cada método define la forma de modelar la incertidumbre en recursos prospectivos, precios y costos; además, señalan cómo incorporar el valor del dinero en el tiempo y cómo administrar los proyectos y sus posibles divergencias.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> El método Monte Carlo asume distintas funciones de probabilidad para estimar cada uno de los parámetros; los árboles de decisión asignan probabilidades a cada uno de los parámetros y sus respectivos escenarios; y, las opciones reales, plantean una combinación de escenarios, manejo de cartera, análisis de decisión y fijación de precio de las opciones.

La información proporcionada y validada por Pemex asume que los recursos a recuperar, las inversiones y los costos provienen del P50 estimado; con base en lo anterior, la Comisión realizó la evaluación económica sin considerar *per se* el riesgo y la incertidumbre.

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe riesgo e incertidumbre en la estimación de las variables; con base en lo anterior y, siendo riguroso en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME); en este caso, dado que Pemex maneja el VPN estimado a partir del P50 de las variables, se hace tal simplificación y la Comisión identifica como VPN al indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 18. Supuestos Financieros.

<b>Concepto</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Precio del crudo	77.6	usd/barril
Precio de gas	6.0	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la Tabla 19 se presenta la estimación realizada por Pemex para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si la componente de Exploración del Proyecto Cuenca de Macuspana, es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 19. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	58,715
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	12,798
Relación VPN/VPI =	peso/peso	4.59
Relación beneficio costo	peso/peso	4.33
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d
TIR	%	71.6%

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, en consistencia con los resultados que presenta Pemex a su análisis de alternativas. Esta alternativa presenta el mejor VPN antes y después de impuestos y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- b) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta; si bien los resultados no difieren significativamente, el hecho de que esta alternativa tenga un mayor VPN, permite concluir a su favor. En general, el proyecto es robusto ante cambios en las condiciones iniciales (precio del crudo, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión coincide con PEP en que, de las alternativas analizadas, la alternativa 1 es la que debe desarrollarse.
- c) La alternativa 1 plantea una estrategia más amplia para explorar la región e implica un mayor éxito exploratorio, por lo que la mayor recuperación de hidrocarburos proyectada y los menores costos de producción la definen como aquella de mayor rentabilidad.
- d) El factor de recuperación es alto, en comparación con los resultados de la BDOE; de no recuperarse el volumen total, el proyecto vería afectada su rentabilidad y, después de impuestos, podría dejar de ser rentable. Se debe seguir detalladamente las actividades físicas del proyecto.

e) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, hacen referencia que para los Proyectos de Exploración son de clase III y IV para el primer año y IV y V para los siguientes, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

- **Componente Explotación.**

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por Pemex para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto Integral Cuenca de Macuspana es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Por un lado, se analiza el presupuesto asignado al proyecto, los montos de inversión, de costos, de producción de aceite y gas, de ingresos totales y de flujos de efectivo. Por otro lado, se desglosa el régimen fiscal publicado en la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se estiman los derechos que corresponde cubrir a Pemex.

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

- Precio del crudo igual a 78.0 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.5 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 20 se muestran los resultados de Pemex.

Tabla 20. Alternativa 1. Indicadores económicos PEMEX.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	MMP	19,832	4,390
VPI	MMP	8,332	8,332
VPN/VPI	peso/peso	2.38	0.53
VPGT	MMP	n.p.	n.p.
Relación Benefició/Costo	peso/peso	2.48	1.04
VPN/VPGT	peso/peso	n.p.	n.p.
Período de recuperación	años	n/d	n/d

Fuente: PEP y CNH

- a) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó Pemex. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo. Dado que la alternativa 1 logra la mayor producción de hidrocarburos y, por lo tanto, resulta la más rentable; además, ésta es la más robusta ante cambios en las condiciones económico financieras (excepto por cambios en el precio de los hidrocarburos; sin embargo, el proyecto produce principalmente gas no asociado).
- c) La rentabilidad del proyecto aumentaría si el periodo de extracción se limita (antes de que los flujos de efectivo sean negativos); de ser este el caso, se observaría un incremento del VPN; dicha situación podría evaluarse a futuro y considerar una transición hacia proyectos más rentables o cambios al plan estratégico de PEP.
- d) En general, el proyecto es robusto ante cambios en las condiciones iniciales (precio del crudo, pronóstico de producción y costos de operación e inversión).

#### *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 Macuspana” con su respectiva modificación.

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

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 de fecha 24 de septiembre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana” 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/0141/09 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.

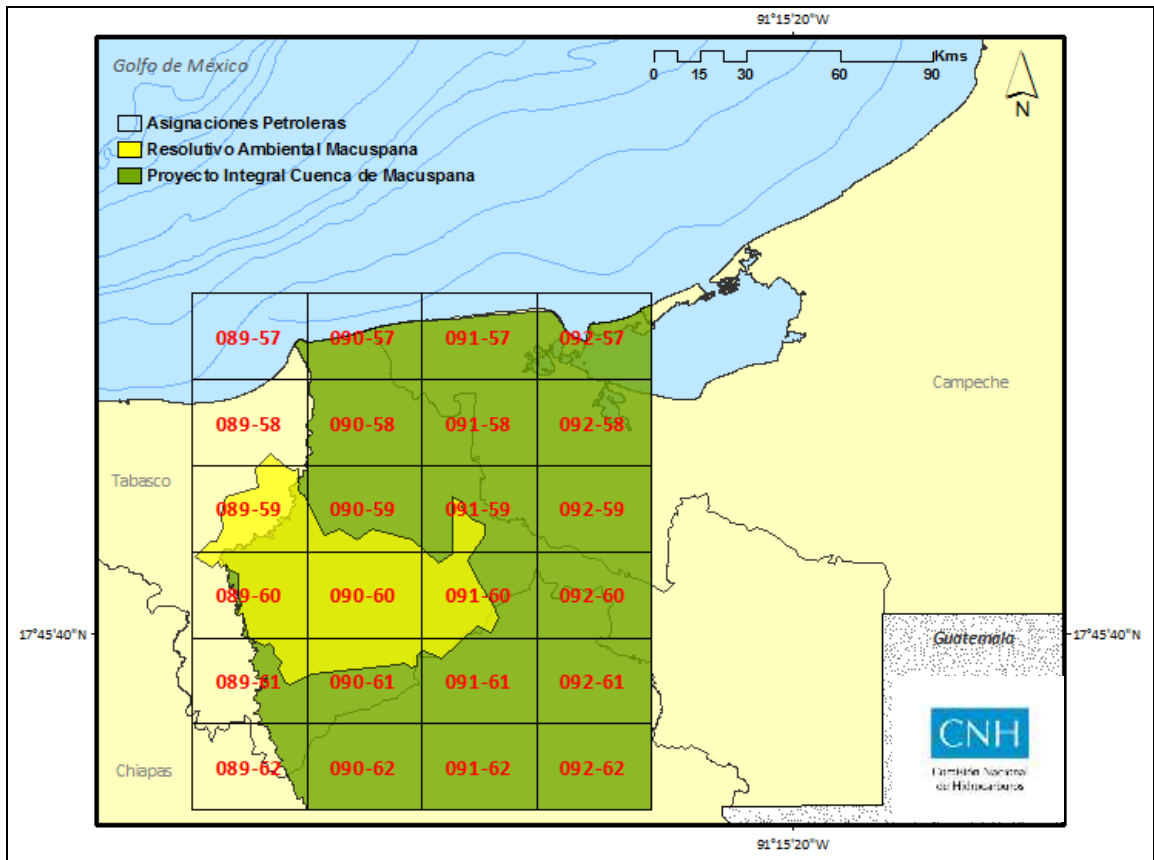


Figura 3.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.

Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.
- b) De acuerdo a las Figuras 1, 2 y 3 las áreas 089-59, 089-60, 089-61, 090-59, 090-60, 090-61, 091-59, 091-60 y 091-61 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.2202.07 y modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0141/09).

De acuerdo a la Figura 4, las áreas 089-57, 089-58, 089-59, 089-60, 089-61, 089-62 y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07

correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

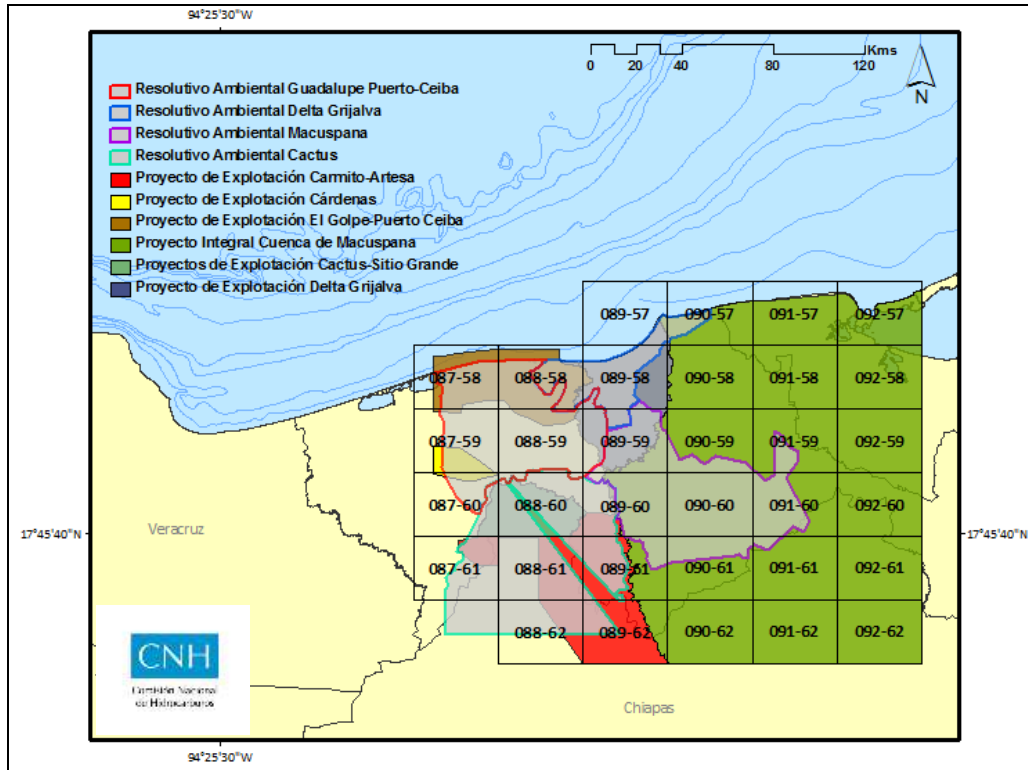


Figura 4.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur.

De igual manera, las áreas 089-60, 089-61 y 089-62 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”.

Finalmente, las áreas 089-58, 089-59 y 089-60 se encuentran amparadas 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”.

Esta Comisión recomienda que Pemex se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan al proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes



toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente.

- c) Las áreas 091-57, 091-58, 091-62, 092-57, 092-58, 092-59, 092-60, 092-61 y 092-62 no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT); el cual no se encuentra avalado ambientalmente, por lo que esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para poder realizar las actividades contempladas en este proyecto.
- d) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homologada con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- e) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- f) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.
- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos

mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.

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

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana 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) para la realización de estudios sísmicos y perforación y terminación de pozos exploratorios, considerándose que el estudio sísmico no modificará los ecosistemas; dando cumplimiento a las medidas de mitigación y prevención, así como las recomendaciones y condicionantes descritas en los resolutivos.

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

Respecto a los aspectos de seguridad industrial, Pemex señala que ésta es una prioridad en el proceso productivo del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, para lo cual, en el manejo de los riesgos operativos e integridad, se menciona que se cuentan con esquemas, basados en el SSPA como lo son:

- Instalaciones cuenten con un estudio actualizado de Análisis de Riesgo de los Procesos (ARP).
- Atlas de Riesgo de Instalaciones (ARI).
- Se lleven a cabo las verificaciones por parte de la Comisión Mixta de Seguridad e Higiene (CMSH).
- Seguimiento a las anomalías de Seguridad (NISAI, Inspecciones de riesgo, CMSH, Ambiental, ARI, ARP, auditorías internas, reaseguro).

Asimismo Pemex señala que cuenta con una matriz de confiabilidad de instalaciones y que se están realizando las inspecciones basadas en riesgo (IBR) bajo un programa establecido.

Aunado a lo anterior se menciona la inscripción en el esquema de Secretaria del Trabajo y Previsión Social (STPS) de empresa segura.

- Identificación de Riesgos.** Para la perforación, terminación y reparación de pozos así como en la instalación y operación de instalaciones de producción, las cuales muchas de ellas se llevan a cabo en zonas lacustres implicando con ellos un riesgo extra; por lo anterior resulta importante que Pemex complemente sus esfuerzos con un proceso bien definido, que aunado a los que ya tiene, donde la identificación de riesgos se debe hacer bajo metodologías establecidas en la industria como lo son: Hazop, What if, listas de verificación entre otras.
- Evaluación de riesgos operativos.** En cuanto a la evaluación de los riesgos operativos Pemex presenta la jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías detectadas, se posicionan de acuerdo a diferentes matrices de riesgos.

Figura 5. 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			

*Clasificación de riesgos.*

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

Para el caso del Proyecto Cuenca de Macuspana Pemex señala que se tienen 322 anomalías por atender de acuerdo a la Figura 6.

Figura 6. Anomalías por atender, componente explotación Cuenca de Macuspana.

Tipo	2010						2011				Total
	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Abr	May	Jun	Oct	-
I / A											0
II / B											0
III / C	2										2
IV / D	74	14	66	59	32	1	40	14	6	14	320
Total	76	14	66	59	32	1	40	14	6	14	322

- a) La Comisión recomienda que como complemento para la evaluación de los riesgos operativos presentados por Pemex en la detección de anomalías y su posicionamiento en la matriz de riesgos, se recomienda especificar si estas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex
- 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) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá 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 entre otros.

- d) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 74 y la API 75L.
- e) Debido a que en muchas de las operaciones de perforación e instalación, así como el mantenimiento de instalaciones intervienen empresas externas, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, la Comisión considera imperante que Pemex cuente 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 con seguridad 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.
- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios y 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 Integral Cuenca de Macuspana.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 879, 1141, 1142, 1143, 1146, 1171, 1173, 1176, 1179, 1188, 1189, 1205, 1426, 1427, 1428, 1429 y 1502 que la SENER considera como áreas 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 092-59, 089-58, 089-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 090-57, 091-58, 090-58, 091-57, 089-60, 090-59, 090-60, 091-59, 092-58 y 089-57. (Figuras 1 y 2).
- c) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- d) Pemex no realiza un análisis sobre alternativas de desarrollo, únicamente se eliminan actividades de la primera alternativa presentada, por ejemplo, excluyen los sistemas artificiales de explotación (SAE) en los campos Vernet y Cafeto, por lo cual las perforaciones y reparaciones de pozos en dichos campos no se realizarían debido a que requieren de los SAE para su explotación. Por lo anterior, la Comisión considera que Pemex debe realizar los

análisis de alternativas buscando la mejor combinación tecnológica que le permita explotar los hidrocarburos de una manera más rentable y segura.

- e) 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) Conforme al proceso de dictaminación que se realizó para este proyecto 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.
- b) En materia de seguridad industrial, las anomalías señaladas por Pemex para el proyecto Integral Cuenca de Macuspana deben ser atendidas a la brevedad para evitar situaciones que pongan en riesgo el proyecto.
- c) Existen áreas de oportunidad para fortalecer el proyecto que deben ser identificadas y atendidas a la brevedad para apoyar en el mejor desempeño del proyecto. De manera ejemplificativa se señalan las siguientes:
  - 1. El Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG). La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto para dar mayor transparencia tanto al seguimiento de los proyectos como al análisis del portafolio de inversiones de Pemex; además, esto apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias y de explotación del país.
  - 2. En la documentación presentada Pemex señaló que el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana forma parte del proyecto Programa Estratégico de Gas, pero no se encuentra detallado dentro de la documentación del PEG. Esta Comisión recomienda que se lleve un control de los cambios en las inversiones, objetivos, alcances y actividades de todos sus proyectos, en este caso, el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente de dónde se documente.

3. Pemex debe documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos y presentarlos a la Comisión bajo los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación que haya emitido y que estén vigentes en ese momento.
4. Pemex debería desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
5. 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 explotar.
6. Con la finalidad de que Pemex cumpla con su responsabilidad de contar con las autorizaciones ambientales, se recomienda que para las actualizaciones de los permisos ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado y se presente con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto.
7. La Comisión recomienda que Pemex tenga 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, en el cual, 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, evaluando la cantidad y calidad de los hidrocarburos.

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



- d) En términos del inciso b) de las conclusiones, se considera necesario que la Comisión sugiera a la SENER que otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- e) De igual forma, se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado siguiente sean integradas en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes, de manera que se pueda dar seguimiento y atención a las recomendaciones técnicas de la CNH.

## 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 Integral Cuenca de Macuspana como favorable con condicionantes, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales.

Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar; las fechas de inicio y finalización; responsables; entregables; costos, y demás información que Pemex considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a la publicación del dictamen en su página de internet ([www.cnh.gob.mx](http://www.cnh.gob.mx)). Pemex deberá enviar trimestralmente a la Comisión los avances a los programas de trabajo en formato electrónico y por escrito.

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, 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. Debido a que el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2022 y después de impuestos a partir del año 2020, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo, Pemex deberá presentar a la Comisión en un lapso de un año, para dictamen, el documento del proyecto que tome en cuenta el análisis de factibilidad, las conclusiones, recomendaciones y condicionantes del dictamen del proyecto elaborado por la Comisión.

2. 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 al 1 de enero del 2011 que reporta Pemex en el proyecto Macuspana es 9% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen y 2% mayor respecto a la evaluación de reservas al 1 de enero del 2010. Por lo que deberá presentar a la Comisión en el próximo proceso de certificación de reservas 2012 el origen de las diferencias significativas que existen en sus reservas de gas en comparación con las presentadas por el certificador así como también presentar los valores de estimación de reservas de condensados estimadas por el certificador.

Tabla 21. Reserva de Gas Proyecto Cuenca de Macuspana.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	427	2%
Proyecto	418	
2P 2011	381	-9%

Pemex deberá proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto, si por cuestiones propias del contrato con los certificadores solamente se evalúan algunos campos, Pemex deberá indicar el valor de reserva que se deberá tomar de los campos no certificados; en la estimación de reservas 2010 y 2011 por parte del certificador solamente se presentó el campo Narvárez el cual representa solo el 23% de la reservas de gas del proyecto.

3. 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) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) desarrollo de tecnología; y iii) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.

4. Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos exploratorios y de realización de estudios y reportar su avance cada tres meses o antes en el caso de que se cuente con información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo que genere una modificación sustantiva. Además, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre el programa y lo real de cada pozo realizado.
5. Pemex deberá enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (Sísmica 3D, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
6. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
7. Pemex deberá presentar 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.
8. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
9. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías del proyecto Integral Cuenca de Macuspana que permitan continuar con la operación de manera más segura.
10. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables

involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.

11. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74 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.
  
12. Pemex deberá vigilar que las métricas presentadas en el Anexo I para la componente de Exploración y el Anexo II para la componente de Explotación, 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 Pemex responsable.

## IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

Dicha opinión se integra en atención al análisis realizado a las componentes estratégicas tanto de exploración como de explotación, 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 Integral Cuenca de Macuspana.

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: 234, 235, 370, 371, 646, 798, 800, 879, 1141, 1142, 1143, 1146, 1171, 1173, 1176, 1179, 1188, 1189, 1205, 1426, 1427, 1428, 1429 y 1502 que la SENER considera como áreas 090-62, 091-62, 091-60, 091-61, 092-57, 090-61, 092-62, 092-59, 089-58, 089-59, 089-61, 092-61, 089-62, 092-60, 090-57, 091-58, 090-58, 091-57, 089-60, 090-59, 090-60, 091-59, 092-58 y 089-57.

Métricas del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana. Componente Exploración.

**PROYECTO INTEGRAL CUENCA DE MACUSPANA COMPONENTE EXPLORACIÓN**

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2034	% Variación
<b>Modificación Sustantiva</b>												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	1,136	815	30	1,089	1,087	1,905	733	265	18,477	25
	(mmpesos)	Real										
<b>Seguimiento</b>												
1.- Pozos	(número)	Programa	1	2	0	3	1	4	2	1	58	NA
	(número)	Real										
2.- Sísmica	(km2)	Programa	710	0	0	0	902	0	0	0	2,092	NA
	(km2)	Real										
3.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	317	NA
3.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	21	38	0	51	9	47	15	9	569	NA
3.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	65	89	0	149	30	113	50	12	1,012	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

NA. No aplica.

\* Información que deberá presentar Pemex

Se deberá vigilar que la variación de las inversiones no sea mayor a 25% en el total y de manera anual.

Métricas del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana. Componente Explotación.

**PROYECTO INTEGRAL CUENCA DE MACUSPANA COMPONENTE 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	(2016-2042)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	1,718	1,883	1,781	1,738	942	4,472	12,534	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	748	691	683	695	760	11,965	15,542	10
Qo Promedio.	(mbd)	10.4	7.8	5.9	4.5	3.4	-	13.9(mb 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.									
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Perforación.	(número)	13	10	6	5	2	1	37	NA
Terminación.	(número)	12	8	9	5	2	1	37	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	10	14	12	10	13	3	62	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Sísmica.	(km2)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

ND. No disponible

\* Pemex: Falta definir por parte del operador

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