



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

**DICTAMEN DEL PROYECTO
INTEGRAL CRUDO
LIGERO MARINO**

SEPTIEMBRE 2011

| | |
|--|-----------|
| CONTENIDO | 2 |
| I. INTRODUCCIÓN..... | 3 |
| II. RESUMEN DEL DICTAMEN | 5 |
| III. MANDATO DE LA CNH | 13 |
| IV. RESUMEN DEL PROYECTO INTEGRAL..... | 17 |
| 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> | 24 |
| f) <i>Indicadores económicos</i> | 25 |
| B. COMPONENTE DE EXPLOTACIÓN..... | 26 |
| a) <i>Ubicación</i> | 26 |
| b) <i>Objetivo</i> | 27 |
| c) <i>Alcance</i> | 27 |
| d) <i>Inversiones y gasto de operación</i> | 30 |
| e) <i>Indicadores económicos</i> | 31 |
| V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN | 34 |
| A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN..... | 35 |
| i. <i>Componente de Exploración</i> | 35 |
| ii. <i>Componente de Explotación</i> | 37 |
| B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN..... | 41 |
| VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD | 42 |
| A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS | 42 |
| i. <i>Análisis de alternativas</i> | 42 |
| ii. <i>Formulación del proyecto</i> | 43 |
| B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA..... | 44 |
| i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico</i> | 44 |
| ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i> | 44 |
| iii. <i>Ingeniería de yacimientos</i> | 46 |
| iv. <i>Intervenciones a pozos</i> | 46 |
| v. <i>Productividad de pozos</i> | 47 |
| vi. <i>Instalaciones superficiales</i> | 47 |
| vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada</i> | 50 |
| C) ASPECTOS ECONÓMICOS..... | 51 |
| D) ASPECTOS AMBIENTALES..... | 56 |
| E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL..... | 62 |
| VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 69 |
| VIII. CONDICIONANTES..... | 74 |
| IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS | 78 |
| ANEXO I..... | 79 |
| ANEXO II | 80 |

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 Crudo Ligero Marino.

El Proyecto Integral Crudo Ligero Marino es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Exploración y Explotación desarrollado por el Activo Integral Litoral de Tabasco y por el Activo de Exploración Plataforma Continental Sur, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras: 254, 259, 260, 261, 262, 263, 272, 273, 274, 275, 276, 282, 283 y 284 que la SENER considera como áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 087-57, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 087-58, 088-58 y 089-58, mediante oficio No. PEP-SRMSO-062/2010, fechado el 25 de agosto del 2010 y recibido en la Secretaría el día 22 de septiembre del 2010.

El dictamen del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino 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.DGAEEH.021-10 de fecha 30 de septiembre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE- GRHYPE-032/2011, recibido en la CNH el 17 de febrero de 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-233/10 y envía la actualización del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, atendiendo a las observaciones de la CNH.
3. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto.
4. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía la información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
5. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.

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

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de exploración***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de exploración, PEP 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 PEP se señala que debido a que el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, se encuentra incluido dentro del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), por lo que no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del proyecto Programa Estratégico de Gas elaborados por PEP.

A lo anterior, la Comisión considera imperante que PEP 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, PEP debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, PEP presentó la evaluación de tres alternativas, sin embargo, debe documentar en su proyecto el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- a) Explotación submarina.
- b) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- c) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- d) Abandono de campos.

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

- ***Ingeniería de yacimientos***

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

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 26% en un horizonte de planeación a 35 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

- ***Volumen original***

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

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

- ***Seguridad Industrial***

El desempeño en materia de seguridad industrial y protección al entorno ecológico, es evaluado constantemente con auditorías, inspecciones y recorridos de Comisión Mixta de Seguridad e

Higiene y compañías de reaseguro, en las cuales se detectan algunas anomalías que pueden poner en riesgo al personal, la instalación y al entorno. Dichas anomalías deben ser atendidas de inmediato para evitar situaciones que pongan en riesgo el proyecto.

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

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades descritas en el proyecto, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 75 y API RP 14J dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- ***Ambiental***

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el Proyecto de Perforación 21 Pozos Exploratorios en el Proyecto Litoral Tabasco, Proyecto Kuchkabal, Proyecto Crudo Ligero Marino, Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2 y Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3.

Las áreas 090-55, 091-55, 091-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 087-57, 088-57, 089-57 Y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 correspondiente al “Proyecto Kuchkabal”. Las áreas 087-56, 088-56, 087-57, 088-57 y 087-58 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 correspondiente al Proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3”.

Cabe resaltar que el área 087-58 se encuentra amparada parcialmente por los resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 y S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 correspondientes a los Proyectos “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrío Magallanes”. Las áreas 088-58 y 089-58 se encuentran amparadas parcialmente por los resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 y S.G.P.A./DGIRA.DG.2031.07 correspondientes a los Proyectos “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta de Grijalva”.

Las áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56 y 091-56 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 correspondiente al Proyecto “Proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa”. El área 091-57 no se encuentra amparada ambientalmente, lo cual corresponde al 18.22 % del área que PEP señala no tiene autorización ambiental.

Asimismo PEP indica que el polígono que comprende el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino tiene un área de 661,800 ha de las cuales 541,218 ha, cuentan con permiso ambiental y para las 120,582 ha restantes se tendrá que gestionar la autorización ambiental correspondiente.

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

- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comentario, se dictamina el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración y explotación manifestada en el alcance de dicho proyecto.

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos::

a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta PEP en el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino es 18% inferior (Tabla 1) a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Reserva de aceite Proyecto Integral Crudo Ligero Marino.

| Perfil | Aceite (mmbbl) 2011-2025 | Variación Reservas vs Proyecto |
|----------|-----------------------------|-----------------------------------|
| 2P 2010 | 589 | -18% |
| Proyecto | 694 | |
| 2P 2011 | 770 | 11% |

Tabla 2. Reserva de gas Proyecto Integral Crudo Ligero Marino.

| Perfil | Gas (mmmpc) 2011-2025 | Variación Reservas vs Proyecto |
|----------|--------------------------|-----------------------------------|
| 2P 2010 | 2,870 | -12% |
| Proyecto | 3,221 | |
| 2P 2011 | 3,276 | 1.7% |

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

c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos.

Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

- d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2043 y después de impuestos a partir del año 2038, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
2. PEP deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
 3. PEP deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
 4. PEP debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (sísmica, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
 5. PEP 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.
 6. En el caso de éxito exploratorio, Pemex deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de

núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.

7. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello, deberá utilizar el formato indicado en el dictamen.
8. Pemex deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
9. PEP deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, que permita continuar con la operación de manera más segura.
10. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
11. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 75 y la API RP 14J.

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

III. Mandato de la CNH

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

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

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

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

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

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

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

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

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

“

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

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

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

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

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

IV. Resumen del proyecto integral

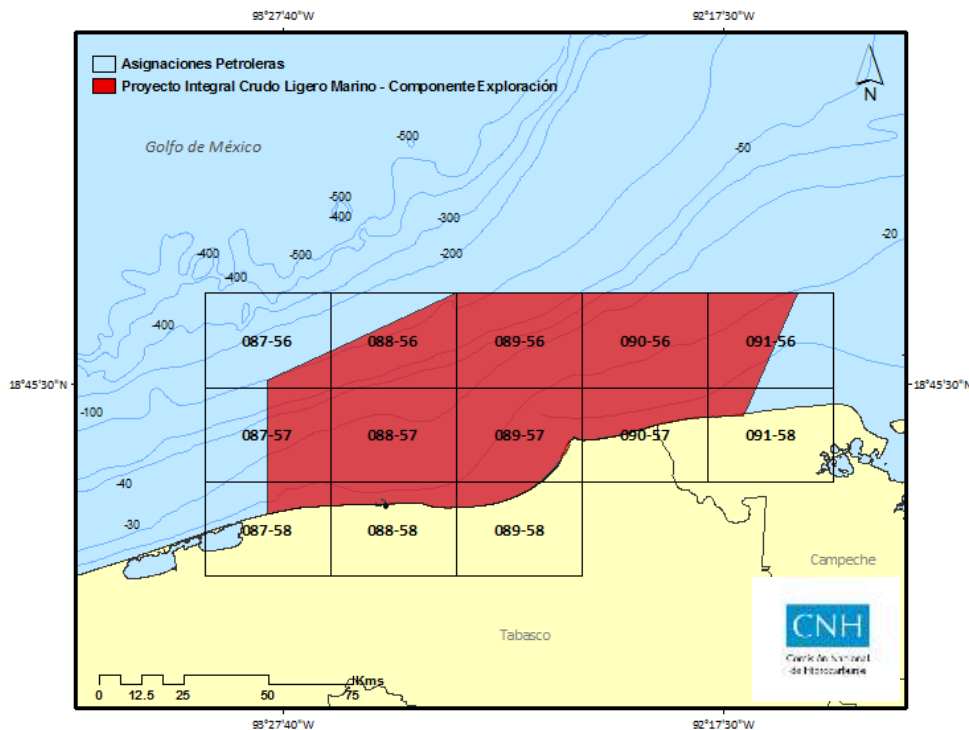
De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio SPE- GRHYPE-032/2011, recibido en la CNH el 17 de febrero de 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen. Conviene señalar que al ser un proyecto integral, a continuación se presenta el resumen de las componentes de Exploración y de Explotación.

A. Componente de Exploración.

a) Ubicación.

El proyecto Integral Crudo Ligero Marino se ubica en aguas territoriales del Golfo de México; frente a la costa de los estados de Tabasco y Campeche, limita al norte con el proyecto Campeche Poniente, hacia el oriente con el proyecto Campeche Oriente y hacia el occidente con el proyecto Coatzacoalcos. El límite sur del proyecto está conformado por la línea de costa, el área total es de 6,618 Km² (Figura 1).

Figura 1. Ubicación de la componente exploratoria del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo de la componente de exploración de este proyecto es incorporar reservas de aceite ligero y gas no asociado, con un volumen que varía de 1,831 mmbpce en el percentil 10 a 2,926 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 2,330 mmbpce, en rocas de edad Terciario, Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio - Cretácico Superior, en el periodo 2011-2025.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 63 pozos exploratorios, la realización de 73 estudios geológicos y la adquisición de 2,318 Km² de sísmica 3D, con una inversión total exploratoria de 62,178 millones de pesos.

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 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 hidrocarburos esperados, el grado de madurez en el proceso exploratorio, y 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 consideraron 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 Crudo Ligero Marino, se definieron cuatro áreas prioritarias de incorporación de reservas de aceite ligero y gas asociado, las cuales se denominan Yaxche-Xanab, Pilar de Akal, Xulum y Teekit.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Oportunidades exploratorias del proyecto.

| Áreas del proyecto | No. de oportunidades |
|--------------------|----------------------|
| Yaxche-Xanab | 29 |
| Pilar de Akal | 28 |
| Teekit | 5 |
| Xulum | 1 |
| Total | 63 |

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del proyecto Integral Crudo Ligero Marino se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4. Distribución del volumen prospectivo.

| Áreas del proyecto | Volumen prospectivo sin riesgo (mmbpce) |
|--------------------|--|
| Yaxche-Xanab | 1,956 |
| Pilar de Akal | 2,359 |
| Teekit | 291 |
| Xulum | 55 |
| Total | 4,661 |

Los recursos prospectivos a incorporar se muestran en la Tabla 5:

Tabla 5. Recursos prospectivos a incorporar.

| Áreas del proyecto | Recursos prospectivos a incorporar (mmbpce) |
|--------------------|---|
| Yaxche-Xanab | 831 |
| Pilar de Akal | 1,362 |
| Teekit | 111 |
| Xulum | 26 |
| Total | 2,330 |

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

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada, la estrategia exploratoria da prioridad a las localizaciones de aceite ligero y superligero del Mesozoico, así como de gas y condensado; las cuales, a pesar de tener un alto volumen de gas húmedo, contienen suficiente recurso potencial de hidrocarburos líquidos que las hacen económicamente rentables.*

El área prioritaria con el mayor número de campos petroleros y por lo tanto con una mayor cantidad de instalaciones superficiales es la denominada Pilar de Akal. En su porción norte contiene campos de aceite súper ligero (Sinan, Bolontiku, Kab, Mison) y en la porción sur se tiene gas y condensado (campos May y Costero).

Con los recientes descubrimientos de los campos Tsimin y Xux, y la identificación de la zona de bancos oolíticos en el play Kimmeridgiano, con grandes productividades del orden de 6,000 a 9,000 bpd, la porción sur del proyecto ha cobrado un mayor auge.

Es por ello, que en esta opción se preferencia la zona sur proponiendo la perforación de siete localizaciones exploratorias, que se encuentran en el play de bancos oolíticos, así como de dos pozos delimitadores, que permitirán desarrollar las reservas de estos campos.

En segundo orden de importancia, se establece el área Yaxche-Xanab en donde se encuentran los campos Yaxche, Xanab y Puerto Ceiba. Los hidrocarburos son aceites ligeros con una menor relación gas-aceite que los vuelve atractivos, a pesar de que en esta zona el play principal es el Cretácico, que produce en carbonatos fracturados con menores gastos, del orden de 2,000 a 4,000 bpd. Sin embargo, el yacimiento descubierto por el pozo Xanab-DL1 en Kimmeridgiano ha despertado el interés en este play, especialmente en la porción sur del área Yaxche-Xanab, por lo que se propone también la perforación de una localización exploratoria.

En la porción norte del área Yaxche-Xanab el pozo Pox-1 encontró aceite ligero en el play Kimmeridgiano, aunque la calidad de la roca almacén no es muy buena por presentar cierto grado de arcillosidad. Se espera que estas condiciones mejoren hacia el sur y se propone la perforación de 3 localizaciones a partir del año 2013.

El tercer nivel de importancia, se encuentra en la zona de aceite ligero Terciario, que incluye a los campos Teekit y Yaxche, la zona se extiende hacia el oeste, llegando a ocupar parte del proyecto Coatzacoalcos hasta el campo Amoca. Aunque los pozos necesarios para desarrollar estos campos son de menor profundidad y menor costo; los volúmenes de aceite y los gastos de los pozos hacen que tengan un menor atractivo económico.

Esta zona es productora en areniscas de edad Plioceno Inferior y Mioceno Superior y para su desarrollo se propone la perforación de cuatro localizaciones exploratorias.

En el área Teekit, debido a que no se tiene información sísmica de calidad suficiente para visualizar el Mesozoico, no se cuenta con localizaciones en este nivel estratigráfico; sin embargo, se está adquiriendo el cubo Kuzam-3D que permitirá documentar localizaciones tanto a nivel Mesozoico como Terciario, en donde se tiene el campo Teekit de aceite ligero. Para el año 2012, ya se tendrán resultados de estudios especiales de AVO, inversión sísmica y resultados de procesados especiales de PSDM en el área de Kuzam-3D, que permitirá registrar oportunidades y localizaciones exploratorias que mejoren la cartera.

Finalmente, en el área Xulum se tienen aceites pesados de 14º API, por lo que han sido considerados en la estrategia para perforarse al terminar las localizaciones de mayor volumen de aceite ligero y de gas y condensado (2015), dejando hasta el final a las localizaciones terciarias de gas no asociado, que presentan menor atractivo económico.

Los criterios para jerarquizar las localizaciones mesozoicas a perforar se basan principalmente en el mayor volumen de recurso prospectivo a incorporar, en el menor riesgo geológico y en la menor distancia a instalaciones de producción.

En la alternativa 1, se considera perforar 63 pozos exploratorios en un período de 15 años (2011-2025), incluyendo 7 pozos delimitadores y se incorporará una reserva media de 2,330 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 62,178 millones de pesos, de los cuales 57,835 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 4,343 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 289,381 mmpesos con un índice de utilidad de 2.75 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 2,330 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Recursos prospectivos a evaluar para la alternativa 1 (mmbpce).

| Recursos a incorporar | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2011-2025 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------|
| P10 | 77 | 83 | 176 | 0 | 0 | 10 | 69 | 153 | 1,831 |
| Media | 232 | 292 | 327 | 42 | 28 | 46 | 176 | 305 | 2,330 |
| P90 | 413 | 537 | 488 | 85 | 76 | 89 | 304 | 477 | 2,926 |

Alternativa 2. Se tiene como objetivo en el corto plazo (2011-2012), incorporar los recursos prospectivos de mayor volumetría asociados a la franja de bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, donde se han encontrado recientemente yacimientos con importantes reservas de hidrocarburos en los campos Xux y Tsimin, proponiendo la perforación de seis localizaciones exploratorias.

En el mediano plazo (2013-2016), se comenzará la perforación de las localizaciones de mayor volumetría del área Yaxche-Xanab, en donde los aceites son ligeros con una menor relación gas-aceite, aunque con menores gastos debido a una menor calidad de la roca almacén. Con esto se pretende diversificar el tipo de hidrocarburo para cubrir las necesidades de gas seco, por lo que considera la inclusión de las mejores localizaciones y oportunidades exploratorias con objetivos terciarios del área Pilar de Akal en los plays de edad Mioceno o Plioceno. Los campos de gas que se han descubierto en esta área producen en areniscas de edad Reciente-Pleistoceno y se encuentran a profundidades menores a 2,000 metros (Kopo, Winak y Thel). Sin embargo, se ha determinado que los campos de gas que producen a mayores profundidades (entre 3,500 y 4,500 metros) como Men y Chukua, presentan mucho mayor volumen de gas y mayores presiones.

En esta segunda opción, se propone perforar las localizaciones con objetivos terciarios pero con mayor volumetría y, por lo tanto, con menores tiempos de perforación que las localizaciones mesozoicas; lo que permite programar anualmente la perforación de al menos dos pozos para los años 2013, 2014, 2015 y 2016, incrementando la incorporación de aceite y gas con una menor inversión de perforación y terminación de pozos, sin afectar significativamente la incorporación de aceite ligero con los pozos de objetivos mesozoicos del área Yaxche-Xanab. Sin embargo, los precios actuales del gas y los costos de la infraestructura necesaria para su aprovechamiento, impactan directamente sobre la rentabilidad del proyecto, disminuyendo sensiblemente sus indicadores económicos.

Para el largo plazo, en esta segunda opción, la exploración continuaría hacia la porción oriental del proyecto para los plays de edad mesozoica, buscando también la delimitación que permita definir la continuidad de los campos productores descubiertos en la porción sur y oeste.

En esta alternativa se consideran perforar 30 pozos exploratorios en un período de 8 años (2011-2018) e incorporar una reserva media de 1,180 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 33,370 millones de pesos, de los cuales 29,679 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 3,690 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 166,271 mmpesos con un índice de utilidad de 2.35 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 1,180 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Recursos prospectivos a incorporar para la alternativa 2 (mmbpce).

| Recursos a incorporar | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2011-2018 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------|
| P10 | 99 | 47 | 65 | 57 | 15 | 20 | 25 | 46 | 853 |
| Media | 304 | 122 | 187 | 145 | 114 | 93 | 125 | 90 | 1,180 |
| P90 | 535 | 210 | 337 | 254 | 276 | 201 | 253 | 147 | 1,580 |

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

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

La inversión para la componente exploratoria en el horizonte 2011-2025 es de 62,178 millones de pesos, de los cuales 57,835 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 4,343 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

Las inversiones exploratorias requeridas por actividad se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Inversiones exploratorias (mmpesos).

| Concepto | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2011-2025 |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| Inversión exploratoria | 3,610 | 4,780 | 7,029 | 3,041 | 1,898 | 3,353 | 3,750 | 7,551 | 62,178 |
| Estratégica | 3,361 | 4,468 | 6,734 | 2,590 | 1,727 | 3,228 | 3,499 | 7,127 | 57,835 |
| Pozos ^(a) | 2,098 | 3,803 | 6,124 | 1,653 | 1,533 | 3,166 | 3,374 | 6,889 | 52,455 |
| Sísmica | 1,203 | 529 | 291 | 847 | 130 | 16 | 28 | 50 | 3,407 |
| Estudios | 60 | 136 | 319 | 90 | 64 | 46 | 97 | 188 | 1,973 |
| Operacional | 249 | 312 | 295 | 451 | 171 | 125 | 251 | 424 | 4,343 |

(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 9. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

| Concepto | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2011-2059 |
|----------|------|------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-----------|
| P10 | 0 | 0 | 828 | 3,088 | 5,163 | 10,065 | 11,940 | 8,856 | 198,872 |
| Media | 0 | 0 | 2,006 | 4,428 | 7,815 | 15,542 | 17,162 | 13,870 | 217,803 |
| P90 | 0 | 0 | 2,553 | 5,416 | 10,514 | 21,500 | 22,546 | 20,050 | 238,685 |

Tabla 10. Costos operativos totales (mmpesos).

| Concepto | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2011-2059 |
|----------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-----------|
| P10 | 0 | 0 | 0 | 49 | 296 | 758 | 1,333 | 1,863 | 61,215 |
| Media | 0 | 0 | 0 | 96 | 485 | 1,179 | 2,023 | 2,734 | 64,483 |
| P90 | 0 | 0 | 0 | 125 | 629 | 1,604 | 2,743 | 3,603 | 69,175 |

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino 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 11. Indicadores Económicos.

| Concepto | Unidad | Opción 1 Seleccionada |
|-------------------------|-------------|--------------------------|
| VPN/VPI | pesos/pesos | 2,75 |
| VPN | mmpesos | 289,381 |
| Costo de descubrimiento | usd/bpce | 1.94 |
| Recursos prospectivos | mmbpce | 2,330 |

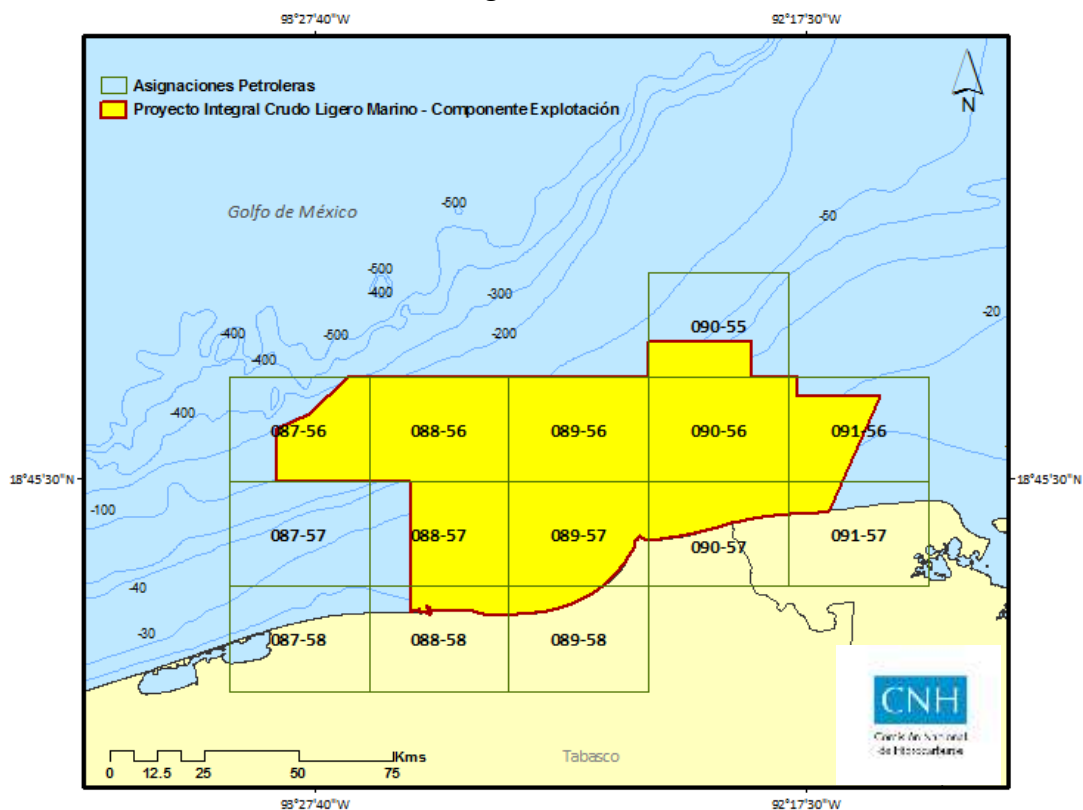
B. Componente de Explotación.

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio SPE- GRHYPE-032/2011, recibido en la CNH el 17 de febrero de 2011, a continuación se presentan las características principales de la componente de explotación del Proyecto Integral Crudo Ligerero Marino con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto se localiza en la plataforma Continental del Golfo de México frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 75 kilómetros al Noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, Tabasco, entre las isobatas de 20 y 100m. El área total correspondiente a este proyecto es de 7,544.88 km². En el caso del área correspondiente a la componente de explotación ésta es de 6,450.69 km², dentro del polígono que se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Ubicación geográfica de la componente de explotación del Proyecto Integral Crudo Ligerero Marino.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo de la componente de explotación es continuar con la explotación de los yacimientos para la extracción de 792 millones de barriles de aceite y 3,717 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2011-2045. Este volumen de reservas a recuperar incluye una porción de la reserva posible de los campos Bolontiku, Tsimin, Kab, Sinan, y Mison.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación de 69 pozos de desarrollo, 4 pozos inyectores, 16 reparaciones mayores, la construcción de 16 estructuras marinas y 23 ductos (297 kilómetros), para ello se requerirá una inversión de 239,687 millones de pesos, en la componente de explotación.

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

Alternativa 1. *Centro de proceso ubicado en el campo May con inyección de gas propio.*

Contempla la ubicación del centro de proceso en el campo May con el fin de aprovechar los procesos y optimizar las inversiones para el proyecto de recuperación secundaria con inyección de gas en el mismo campo, inyección de agua en el campo Bolontiku, concluir el desarrollo en algunos campos e iniciar el desarrollo de las reservas recién incorporadas de los campos Tsimin y Xux.

Alternativa 2. *Centro de Proceso ubicado en el campo May + Inyección de Agua en Bolontiku.*

Considera la construcción de un centro de proceso para manejar y transportar la producción de campos con alta RGA, recuperación mejorada en el campo Bolontiku, concluir el desarrollo en algunos campos e iniciar el desarrollo de las reservas recién incorporadas.

Alternativa 3. Centro de Proceso, mas Inyección de Gas en el campo May.

Considera la construcción de un centro de proceso para manejar y transportar la producción de campos con alta RGA, la declinación de la producción por energía natural, recuperación mejorada en el campo May, concluir el desarrollo en algunos campos e iniciar el desarrollo de las reservas recién incorporadas.

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

En la Tabla 12, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 12. Producción de la alternativa seleccionada.

| Año | Qo (mbpd) | Qg (mmpcd) |
|------|--------------|---------------|
| 2011 | 162.27 | 476.61 |
| 2012 | 166.51 | 602.72 |
| 2013 | 176.72 | 757.36 |
| 2014 | 140.91 | 783.13 |
| 2015 | 129.26 | 808.26 |
| 2016 | 133.46 | 720.13 |
| 2017 | 152.78 | 740.78 |
| 2018 | 154.64 | 732.14 |
| 2019 | 141.22 | 668.51 |
| 2020 | 125.67 | 599.36 |
| 2021 | 111.31 | 524.56 |
| 2022 | 96.98 | 451.10 |
| 2023 | 81.56 | 381.17 |
| 2024 | 68.75 | 316.41 |
| 2025 | 57.50 | 262.90 |
| 2026 | 48.59 | 220.83 |
| 2027 | 40.41 | 188.96 |
| 2028 | 33.82 | 161.16 |
| 2029 | 28.49 | 139.57 |
| 2030 | 22.20 | 118.95 |
| 2031 | 17.11 | 95.21 |

| Año | Qo (mbpd) | Qg (mmpcd) |
|-------|--------------------|---------------------|
| 2032 | 14.86 | 81.45 |
| 2033 | 12.93 | 70.67 |
| 2034 | 11.21 | 61.08 |
| 2035 | 9.69 | 52.60 |
| 2036 | 7.90 | 42.55 |
| 2037 | 6.14 | 33.93 |
| 2038 | 4.65 | 27.15 |
| 2039 | 3.63 | 21.39 |
| 2040 | 3.08 | 17.81 |
| 2041 | 2.31 | 14.37 |
| 2042 | 1.58 | 9.03 |
| 2043 | 0.56 | 2.86 |
| 2044 | - | - |
| 2045 | - | - |
| Total | 791.58 (mmbbls) | 3,717.42 (mmmpc) |

En la Tabla 13 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 Crudo Ligero Marino.

Tabla 13.- Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

| Categoría | Volumen original | | Factor de recuperación | |
|-----------|------------------|--------------|------------------------|-------------------|
| | Aceite mmb | Gas mmmpc | Aceite por ciento | Gas por ciento |
| 1P | 1,737 | 5,200 | 20 | 33 |
| 2P | 2,613 | 8,180 | 26 | 40 |
| 3P | 4,738 | 4,670 | 29 | 45 |

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 Crudo Ligero Marino se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. - Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

| Categoría | Reserva remanente | | |
|-----------|-------------------|--------------|-----------------------------|
| | Aceite mmb | Gas mmmpc | Crudo equivalente mmbpce |
| 1P | 352 | 1,729 | 696 |
| 2P | 675 | 3,286 | 1,328 |
| 3P | 1,371 | 6,596 | 2,691 |

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2045 en la componente de explotación del proyecto, es de 239,687.12 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 59,482.61 millones de pesos, como se describe en la Tabla 15.

Tabla 15. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

| Año | Inversión (mmpesos) | Gasto de Operación (mmpesos) |
|------|------------------------|------------------------------------|
| 2011 | 20,715.61 | 2,861.15 |
| 2012 | 22,655.58 | 3,098.38 |
| 2013 | 24,466.94 | 3,492.95 |
| 2014 | 22,884.86 | 5,709.55 |
| 2015 | 23,431.15 | 5,656.98 |
| 2016 | 21,443.02 | 5,312.26 |
| 2017 | 13,996.16 | 5,358.36 |
| 2018 | 9,827.67 | 4,234.78 |
| 2019 | 10,602.06 | 3,538.83 |
| 2020 | 9,078.98 | 3,086.95 |
| 2021 | 8,367.02 | 2,706.13 |
| 2022 | 7,186.78 | 2,099.75 |
| 2023 | 6,245.89 | 1,786.04 |
| 2024 | 7,291.29 | 1,530.12 |
| 2025 | 6,814.65 | 1,342.46 |
| 2026 | 2,313.09 | 1,358.76 |

| Año | Inversión (mmpesos) | Gasto de Operación (mmpesos) |
|-------|------------------------|------------------------------------|
| 2027 | 2,670.12 | 1,126.62 |
| 2028 | 3,009.67 | 911.78 |
| 2029 | 2,215.28 | 737.38 |
| 2030 | 2,102.55 | 630.53 |
| 2031 | 1,514.76 | 467.47 |
| 2032 | 2,243.15 | 313.29 |
| 2033 | 1,634.37 | 321.57 |
| 2034 | 890.45 | 310.89 |
| 2035 | 734.50 | 394.03 |
| 2036 | 805.68 | 362.66 |
| 2037 | 559.09 | 288.74 |
| 2038 | 836.95 | 224.88 |
| 2039 | 306.24 | 71.51 |
| 2040 | 732.78 | 60.10 |
| 2041 | 692.50 | 46.92 |
| 2042 | 198.26 | 30.59 |
| 2043 | 505.35 | 10.22 |
| 2044 | 193.22 | - |
| 2045 | 521.46 | - |
| Total | 239,687.12 | 59,482.61 |

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 dólares por barril para el aceite y 8 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

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

En el horizonte 2011-2045, la componente de explotación del proyecto requiere una inversión de 239,687 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 1,280,171 millones de pesos. El gasto de operación de 59,483 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 16. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

| Año | Gasto de Operación | Inversión | Ingresos Aceite | Ingresos Gas | Total Ingresos | Flujo de efectivo antes de impuestos |
|------|--------------------|-----------|-----------------|--------------|----------------|--------------------------------------|
| 2011 | 2,861 | 20,716 | 63,348 | 19,764 | 83,112 | 59,535 |
| 2012 | 3,098 | 22,656 | 65,537 | 25,333 | 90,870 | 65,116 |
| 2013 | 3,493 | 24,467 | 68,957 | 31,895 | 100,853 | 72,893 |
| 2014 | 5,710 | 22,885 | 55,058 | 33,105 | 88,163 | 59,568 |
| 2015 | 5,657 | 23,431 | 50,629 | 34,318 | 84,947 | 55,859 |
| 2016 | 5,312 | 21,443 | 52,320 | 30,583 | 82,903 | 56,148 |
| 2017 | 5,358 | 13,996 | 59,536 | 31,212 | 90,748 | 71,394 |
| 2018 | 4,235 | 9,828 | 60,357 | 30,883 | 91,240 | 77,178 |
| 2019 | 3,539 | 10,602 | 55,214 | 28,221 | 83,434 | 69,294 |
| 2020 | 3,087 | 9,079 | 49,329 | 25,406 | 74,734 | 62,568 |
| 2021 | 2,706 | 8,367 | 43,555 | 22,180 | 65,736 | 54,663 |
| 2022 | 2,100 | 7,187 | 37,930 | 19,089 | 57,019 | 47,732 |
| 2023 | 1,786 | 6,246 | 31,911 | 16,153 | 48,064 | 40,032 |
| 2024 | 1,530 | 7,291 | 26,957 | 13,454 | 40,411 | 31,590 |
| 2025 | 1,342 | 6,815 | 22,486 | 11,167 | 33,653 | 25,495 |
| 2026 | 1,359 | 2,313 | 19,007 | 9,390 | 28,397 | 24,725 |
| 2027 | 1,127 | 2,670 | 15,819 | 8,045 | 23,863 | 20,067 |
| 2028 | 912 | 3,010 | 13,259 | 6,892 | 20,152 | 16,230 |
| 2029 | 737 | 2,215 | 11,151 | 5,962 | 17,113 | 14,160 |
| 2030 | 631 | 2,103 | 8,743 | 5,095 | 13,838 | 11,105 |
| 2031 | 467 | 1,515 | 6,781 | 4,104 | 10,885 | 8,903 |
| 2032 | 313 | 2,243 | 5,912 | 3,523 | 9,435 | 6,878 |
| 2033 | 322 | 1,634 | 5,131 | 3,046 | 8,177 | 6,221 |
| 2034 | 311 | 890 | 4,451 | 2,630 | 7,081 | 5,880 |
| 2035 | 394 | 734 | 3,848 | 2,263 | 6,111 | 4,982 |
| 2036 | 363 | 806 | 3,151 | 1,831 | 4,982 | 3,814 |
| 2037 | 289 | 559 | 2,455 | 1,455 | 3,910 | 3,062 |
| 2038 | 225 | 837 | 1,869 | 1,166 | 3,035 | 1,973 |
| 2039 | 72 | 306 | 1,461 | 918 | 2,379 | 2,001 |
| 2040 | 60 | 733 | 1,244 | 766 | 2,009 | 1,216 |
| 2041 | 47 | 693 | 934 | 618 | 1,552 | 812 |

| Año | Gasto de Operación | Inversión | Ingresos Aceite | Ingresos Gas | Total Ingresos | Flujo de efectivo antes de impuestos | |
|-------|--------------------|-----------|-----------------|--------------|----------------|--------------------------------------|---------|
| 2042 | 31 | 198 | 634 | 387 | 1,021 | | 792 |
| 2043 | 10 | 505 | 223 | 122 | 345 | - | 170 |
| 2044 | - | 193 | - | - | - | - | 193 |
| 2045 | - | 521 | - | - | - | - | 521 |
| Total | 59,483 | 239,687 | 849,196 | 430,975 | 1,280,171 | | 981,002 |

Fuente: Pemex

Los resultados económicos correspondientes a la componente de explotación del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. Indicadores Económicos (mm pesos).

| | | Antes de impuestos | Después de impuestos | Unidades |
|--------------------------|----------|--------------------|----------------------|------------|
| Valor presente neto | VPN= | 477,985 | 53,396 | mm pesos |
| Valor presente inversión | VPI= | 134,974 | 134,974 | mm pesos |
| Relación VPN/VPI | VPN/VPI= | 3.54 | 0.40 | peso/peso |
| Relación beneficio costo | B/C= | 3.90 | 1.09 | peso/peso |
| Periodo de recuperación | | 0 | 0 | años |
| TIR | | N/A | N/A | por ciento |

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 447,985 millones de pesos antes de impuestos y de 53,396 millones de pesos después de impuestos.

V. Procedimiento de dictamen

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

A su vez, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.DGAEEH.021/10 respecto de las asignaciones denominadas: 254, 259, 260, 261, 262, 263, 272, 273, 274, 275, 276, 282, 283 y 284 que la SENER considera como áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 087-57, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 087-58, 088-58 y 089-58.

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

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

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

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

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

| 1. Datos generales del proyecto | |
|---|---|
| 1.1 Objetivo | |
| Suficiente | Comentario: |
| 1.2 Ubicación | |
| Suficiente | Comentario: |
| 1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros) | |
| a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex. | |
| Insuficiente | Comentario: Independientemente 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 Crudo Ligerero Marino. |
| b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación. | |
| Suficiente | Comentario: Ver anexo 3. |
| c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente. | |
| Insuficiente | 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 Integral Crudo Ligerero Marino. |
| 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. | |
| Insuficiente | 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. | |
| Suficiente | Comentario: |
| f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial). | |

| | |
|--|---|
| Insuficiente | Comentario: Se requiere conocer el nombre del responsable además del área a la que pertenece. |
| 2. Descripción técnica del proyecto | |
| 2.1 Marco geológico. | |
| 2.1.1 Ubicación geológica | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.1.2 Marco tectónico | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.2 Descripción de los plays | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.2.1 Elementos del sistema petrolero | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.3 Descripción de los sectores del proyecto | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.3.1 Oportunidades exploratorias | |
| Suficiente | Comentario: Ver anexo 5. |
| 2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial | |
| Suficiente | Comentario: Ver anexo 5. |
| 2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas | |
| Suficiente | Comentario: Ver anexo 5. |
| 2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda | |
| Suficiente | Comentario: Ver anexo 5. |
| 3. Estrategia exploratoria | |
| 3.1 Descripción de alternativas | |
| Suficiente | 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 | |
| Insuficiente | Comentario: Se requiere desglosar cada rubro para todos los años. Actualmente se muestra información agregada para ciertos periodos. |
| 3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4. Diseño de las actividades de exploración | |
| 4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.2 Tipo de equipos de perforación | |
| Suficiente | Comentario: |

| | |
|--|---|
| 4.3 Pozos exploratorios tipo | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.4 Tipos de pruebas de formación y producción | |
| Suficiente | Comentario: |
| 5. Plan de ejecución del proyecto | |
| 5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación | |
| Insuficiente | Comentario: Especificar tipo de contrato y compañía. |
| 5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios | |
| Suficiente | Comentario: |
| 6. Seguridad industrial | |
| 6.1 Identificación de peligros | |
| Suficiente | 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) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 7. Medio Ambiente | |
| 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) | |
| Suficiente | Comentario: |

ii. Componente de Explotación

| | |
|---|---|
| 1. Datos generales del proyecto | |
| 1.1 Objetivo | |
| Suficiente | Comentario: Incluir el volumen a incorporar en mmbpce. |
| 1.2 Ubicación | |
| Suficiente | Comentario: |
| 1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros) | |
| a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex. | |
| Suficiente | Comentario: |
| b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación | |
| Suficiente | Comentario: |

| | |
|---|-------------|
| c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP | |
| Suficiente | Comentario: |
| d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión | |
| Suficiente | Comentario: |
| e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp) | |
| Suficiente | Comentario: |
| f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo | |
| Suficiente | Comentario: |
| g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2. Descripción técnica del proyecto | |
| 2.1 Caracterización de yacimientos | |
| 2.1.1 Columna geológica | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.1.2 Modelo sedimentario | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.1.3 Evaluación petrofísica | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.1.4 Modelo geológico integral | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.2 Modelo de yacimientos | |
| a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.2.2 Análisis PVT de fluidos | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.3 Reservas | |
| 2.3.1 Volumen original y factor de recuperación | |
| Suficiente | Comentario: |
| 2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P | |
| Suficiente | Comentario: |
| 3. Principales alternativas | |

| | |
|---|-------------|
| 3.1 Descripción de alternativas | |
| a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán | |
| Suficiente | Comentario: |
| 3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas | |
| Suficiente | Comentario: |
| 3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución | |
| Suficiente | Comentario: |
| 3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados | |
| Suficiente | Comentario: |
| 3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 3.6 Análisis de sensibilidad y costos | |
| Suficiente | Comentario: |
| 3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4. Estrategia de desarrollo y producción | |
| 4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.3 Manejo y aprovechamiento de gas | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada | |
| Suficiente | Comentario: |
| 4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 5. Información económico financiera del proyecto | |
| 5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones. | |
| Suficiente | Comentario: |
| 5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto) | |

| | |
|--|-------------|
| Suficiente | Comentario: |
| 5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos | |
| Suficiente | Comentario: |
| 6. Plan de ejecución del proyecto | |
| 6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos | |
| Suficiente | Comentario: |
| 6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura | |
| Suficiente | Comentario: |
| 7. Seguridad industrial | |
| 7.1 Identificación de peligros | |
| Suficiente | Comentario: |
| 7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha) | |
| Suficiente | Comentario: |
| 8. Medio Ambiente | |
| 8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual) | |
| Suficiente | Comentario: |

b) Consistencia de la información.

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para emitir su dictamen, ésta observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que PEP presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

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

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

a) Aspectos Estratégicos

i. Análisis de alternativas.

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEP debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas, debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, estimulación, recuperación secundaria y/o mejorada, explotación submarina.

La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no evalúa, para todos los campos del proyecto, la aplicabilidad de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada. En este sentido, PEP debe evaluar métodos de recuperación secundaria y mejorada para todos los yacimientos 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.

- c) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad en el largo plazo.

ii. **Formulación del proyecto**

- a) Las actividades de la componente de exploración del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino 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 Crudo Ligero Marino 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) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de 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 PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos naturalmente fracturados. 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.
- 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) Las reservas 2P de aceite del proyecto representan el 3.81% de las reservas totales 2P del país y el 10.77% de las reservas de gas.

- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- d) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas.
- e) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P que reporta PEP en el proyecto Crudo Ligero Marino es 18% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 18. Reserva de aceite Proyecto Crudo Ligero Marino.

| Perfil | Aceite (mmbbl) 2011-2025 | Variación Reservas vs Proyecto |
|----------|-----------------------------|-----------------------------------|
| 2P 2010 | 589 | -18% |
| Proyecto | 694 | |
| 2P 2011 | 770 | 11% |

Tabla 19. Reserva de gas Proyecto Crudo Ligero Marino.

| Perfil | Gas (mmmpc) 2011-2025 | Variación Reservas vs Proyecto |
|----------|--------------------------|-----------------------------------|
| 2P 2010 | 2,870 | -12% |
| Proyecto | 3,221 | |
| 2P 2011 | 3,276 | 1.7% |

PEP 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, PEP deberá indicar el valor de reserva que se deberá tomar de los campos no certificados.

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 yacimientos 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 del yacimiento, tanto en matriz, como en fractura, incluyendo las zonas desplazadas por el agua.
- c) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada diferentes a la inyección de agua, la Comisión considera necesario que para cada tipo de aceite de este proyecto PEP realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con todos los tipos fluidos de las formaciones productoras representativas.
- d) PEP deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que para formaciones naturalmente fracturadas, para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas miscible en los campos donde aplique.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) Es necesario que PEP establezca un proceso riguroso para las reparaciones de los pozos, ya que esta estrategia aumentará el potencial de producción y permitirá tener acceso a

las reservas que pudieron haber sido dejadas atrás. De acuerdo con lo anterior, la CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.

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

v. Productividad de pozos.

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

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEP realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, y adicionalmente en el caso de los yacimientos naturalmente fracturados reducir la incertidumbre en todos los parámetros que describen el flujo entre los sistemas matriz y fractura.

vi. Instalaciones superficiales

vi.1 Abandono de instalaciones.

Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo,

asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

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

vi.2 Manejo de la producción.

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

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

vi.3 Medición.

PEP menciona que para efectuar la medición de la producción, esta se envía hacia el área de complejos que pertenecen a la Región Marina Suroeste, donde se maneja y se mide la producción de las corrientes de los pozos del proyecto. Asimismo se especifica que los puntos de medición Abkatun y Pol-A se utilizan medidores tipo turbina que dan servicio en aceite crudo ligero.

Además se menciona la versatilidad para derivar la producción por una línea de 36 pulgadas de diámetro por 78 km, desde el cabezal ubicado en Enlace Litoral hacia la Terminal Marítima Dos Bocas, la cual tiene integrado un Sistema de Medición cuyo principio corresponde al desplazamiento positivo. PEP comenta que el control de la calidad de los hidrocarburos producidos cumple con los parámetros establecidos.

PEP no observa los sistemas de medición como una visión de la administración integral de la medición que contemple los elementos metrológicos y de supervisión y control para una medición de calidad y cantidad efectiva, tampoco se mencionan las incertidumbres que se manejan en las mediciones ni el plan estimarlas o reducirlas.

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

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

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

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

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

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

vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Dada la heterogeneidad del yacimiento, y a la identificación de acuíferos activos en algunos yacimientos de este proyecto, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por el agua, y evitar ritmos de producción por pozo que propicien la conificación de agua, y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.

- b) En este proyecto se consideran alternativas de procesos de mantenimiento de presión sólo en algunos yacimientos, pero la Comisión recomienda que para incrementar la reserva del proyecto PEP debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en todos los yacimientos del proyecto, implementando los que aplique. Además, para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEMEX debe incluir un programa donde se especifiquen detalladamente las actividades principales a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

c) Aspectos Económicos.

- **Componente Exploración.**

El análisis económico de proyectos de exploración (componente exploratoria) 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 deben considerar que las localizaciones son 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.¹

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 20. Supuestos Financieros.

| Concepto | Valor | Unidad |
|---|-------|------------|
| Precio del crudo | 74.8 | 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 |

¹ 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.

En la Tabla 21 se presenta la estimación realizada por PEP para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si la componente de Exploración del Proyecto Crudo Ligero Marino, es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 21. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

| Indicadores económicos | | Antes Impuestos |
|--|-----------|--------------------|
| Valor Presente Neto VPN = | mmpesos | 289,381 |
| Valor Presente Inversión VPI = | mmpesos | 105,292 |
| Relación VPN/VPI = | peso/peso | 2.75 |
| Relación beneficio costo | peso/peso | 3.42 |
| Periodo de recuperación con descuento | años | n/d |
| TIR | % | 58.0 % |

- a) Del análisis realizado, la Comisión coincide con los cálculos de Pemex y en que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores indicadores económicos, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.
- 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) 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 PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto (componente de explotación). El objetivo es determinar si el proyecto Integral Crudo Ligero Marino es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

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

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

- Precio del crudo igual a 78.0 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 8 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 22 se muestran los resultados de Pemex.

Tabla 22. Alternativa 1. Indicadores económicos PEMEX.

| Indicadores Económicos | Unidad | Cálculos de Pemex | |
|--------------------------|-----------|--------------------|----------------------|
| | | Antes de Impuestos | Después de Impuestos |
| VPN | MMP | 477,985 | 53,396 |
| VPI | MMP | 134,974 | 134,974 |
| VPN/VPI | peso/peso | 3.54 | 0.40 |
| VPGT | MMP | n.p. | n.p. |
| Relación Benefició/Costo | peso/peso | 3.9 | 1.09 |
| VPN/VPGT | peso/peso | n.p. | n.p. |
| Período de recuperación | años | n/d | n/d |

Fuente: PEP

- 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 PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- c) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.
- d) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2043 y después de impuestos a partir del año 2038, por lo que si el objetivo es maximizar la renta petrolera (como lo señala la ley) y no el volumen de hidrocarburos, se debe dialogar con PEP y mencionar que una transición a campos con

mejores resultados económicos o con una optimización en su operación resultarán en mayores valores presente netos y mejores indicadores económicos.

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.

- e) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que PEP trabaje en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, lo que permitirá una administración más eficiente del proyecto de acuerdo con riesgo e incertidumbre presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.

d) Aspectos Ambientales

De la información señalada por Pemex, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en cinco diferentes proyectos ambientales, de los cuales dos pertenecen a la componente de exploración del proyecto y tres a la componente de explotación, distribuyéndose de la siguiente manera:

- Para la componente de exploración:
 1. "Proyecto de Perforación 21 Pozos Exploratorios en el Proyecto Litoral Tabasco"
 2. "Proyecto Kuchkabal"

- Para la componente de explotación:
 3. "Proyecto Crudo Ligero Marino"
 4. "Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2"
 5. "Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3"

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

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

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

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

4. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0378.06 de fecha 16 de marzo 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” en éste se avala la instalación de plataformas de exploración y ductos marinos así como la perforación de pozos; y su respectiva modificación S.G.P.A.-DGIRA.DG-0281.11 de fecha 31 de enero de 2011 la cual permite ampliar la longitud del oleogasoducto de 10” \varnothing de 0.05 km a 0.1 km de la plataforma de Kab-B hacia la Interconexión submarina.

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

PEP señala que debido a requerimientos de producción, así como a la dinámica operacional, se efectuaron diversas modificaciones al oficio S.G.P.A.-DGIRA-002559 correspondiente al Proyecto “Crudo Ligero Marino”, las cuales no fueron remitidas a esta Comisión, sin embargo Pemex señala haberlas realizado de acuerdo a los términos, específicamente el cuarto, del oficio resolutivo en cuestión.

Asimismo PEP indica que el polígono que comprende el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino tiene un área de 661,800 ha de las cuales 541,218 ha, cuentan con permiso ambiental y para las 120,582 ha restantes se tendrá que gestionar la autorización ambiental correspondiente.

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

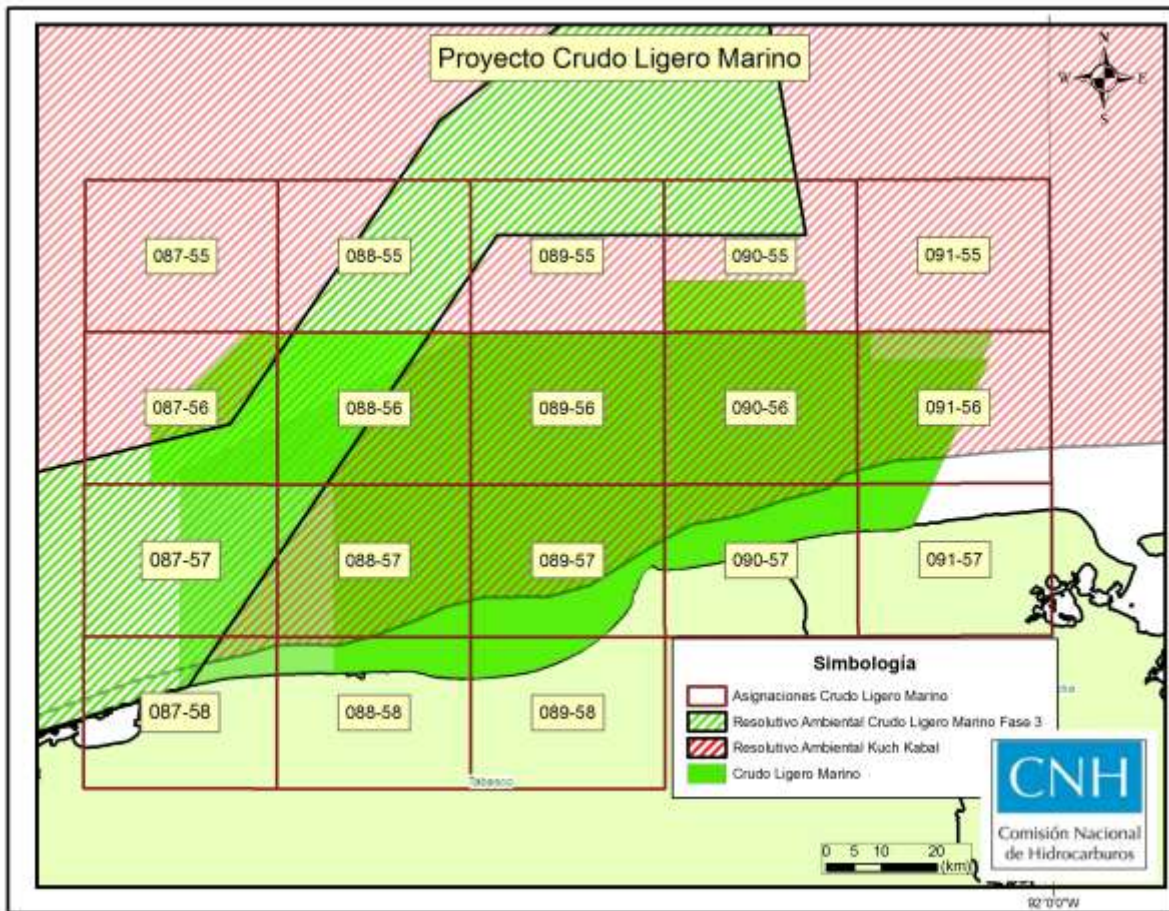
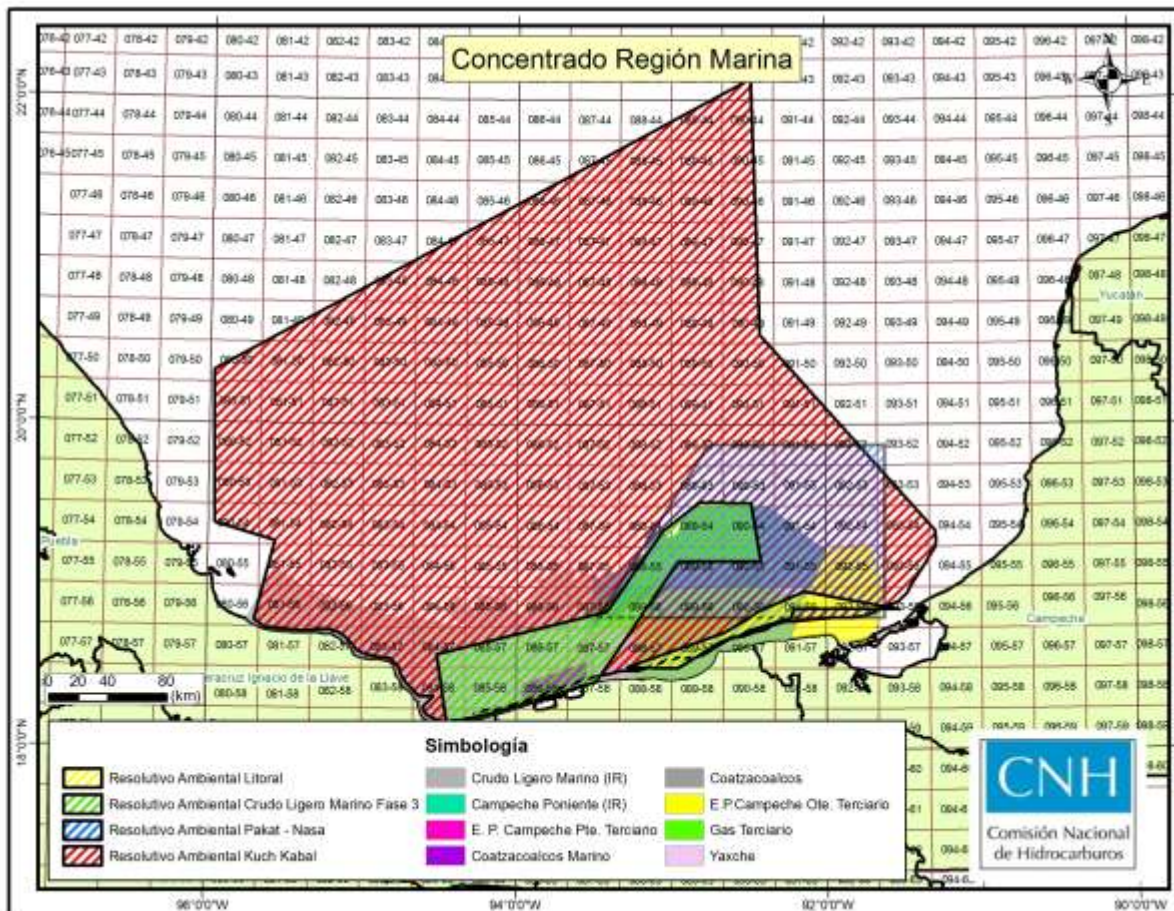


Figura 4.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Marina Noreste y Suroeste.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 3, las áreas 090-55, 091-55, 091-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 087-57, 088-57, 089-57 Y 090-57 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 correspondiente al “Proyecto Kuchkabal”.

Las áreas 087-56, 088-56, 087-57, 088-57 y 087-58 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG-7595.10 correspondiente al Proyecto “Crudo Ligero Marino Fase 3”.

Cabe resaltar que el área 087-58 se encuentra amparada parcialmente por los resolutiveos S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 y S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 correspondientes a los Proyectos “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe- Puerto Ceiba” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”.

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

De acuerdo a la Figura 4, las áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56 y 091-56 se encuentran amparadas parcialmente por el resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0452.04 correspondiente al Proyecto “Proyecto “Perforación de Pozos Exploratorios y Delimitadores del Proyecto Pakat Nasa”.

De acuerdo a la Figura 3, el área 091-57 no se encuentra amparada ambientalmente, lo cual corresponde al 18.22 % del área que Pemex señala no tiene autorización ambiental.

Esta Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutiveos que amparan al proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes, por si PEP requiere extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.

- d) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en el futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Esta Comisión recomienda que PEP señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en el oficio resolutivo mencionado con su respectiva modificación para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- g) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.
- h) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, el oficio resolutivo resulta necesario para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino en sus componentes de exploración y explotación, cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

- **Componente Exploratoria.**

Respecto a los aspectos de seguridad industrial para el proyecto, PEP señala que cuenta con los siguientes elementos:

Identificación de Riesgos Operativos. En lo referente a la identificación de riesgos operativos, estos recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a problemas mecánicos imprevistos, que incrementan los tiempos y los costos de los pozos. Los principales factores que alimentan el alto riesgo en las operaciones durante la perforación de pozos exploratorios son:

- La profundidad de los pozos exploratorios, que oscila entre 3,000 y 7,200 m, en diferentes niveles estratigráficos.
- El control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.

Evaluación de riesgos operativos. En la evaluación de riesgos se menciona que con el fin de garantizar el alcance de los objetivos geológicos y minimizar los riesgos operativos, se está aplicando la metodología VCDSE en el diseño de las etapas de perforación y terminación de pozos, así como la incorporación de nuevas tecnologías, como el uso de herramientas que permiten conocer en tiempo real el tipo de formación que se está atravesando y con ello, tomar las mejores decisiones en forma oportuna, lo que redundará en una significativa disminución de riesgos operativos, además de generar ahorros sustantivos en tiempo y costo.

Adicionalmente mencionan que se tienen las siguientes medidas y planes de contingencia: implantación del sistema integral de administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que incluye los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como control y restauración de las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al

ambiente, también como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos sobre: sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de la norma ISO 14000, legislación ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales, talleres de análisis de riesgos, sistema de permisos para trabajos con riesgo, entre otras.

El proyecto involucra la perforación 63 pozos exploratorios, la realización de 73 estudios geológicos y la adquisición de 2,318 Km² de sísmica 3D en el periodo 2011-2025.

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

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales, al igual que el personal de Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- b) Resulta importante que Pemex cuente con un proceso bien definido que identifique los riesgos bajo una metodología apegada a las mejores prácticas y estándares internacionales para asegurar la eficiencia y efectividad de la misma, por lo que esta Comisión recomienda que Pemex implemente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de administración de riesgos y plan de respuesta a

emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como API RP 75 y API RP 14J 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.

- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable adjuntando de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.
- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- e) En la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- f) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.
- g) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de plataformas intervienen externos, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios

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

h) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

- ***Componente Explotación.***

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

- **Identificación de Riesgos.**

PEP menciona que el escenario más importante de la parte del análisis cualitativo de riesgos es el escenario de “fuga o ruptura”; ya que de este escenario se pueden generar subsecuentes eventos como son:

- Fuga y/derrame
- Nube tóxica

- Incendio
- Explosión

Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse a lo ya hecho por PEP con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se recomienda revisar lo establecido en las normas API RP 75 y la API RP 14J.

- **Evaluación de Riesgos.**

Pemex menciona una evaluación cuantitativa del riesgo, identificando los accidentes de interés (escenarios), a través de la evaluación de la frecuencia y las consecuencias esperadas de estos los cuales clasifica de la siguiente manera:

Tabla 23. Evaluación de riesgos.

| Categoría | Riesgo Alto | Intermedio | Bajo |
|-------------------|-------------|------------|------|
| Daños al Personal | 368 | 451 | 350 |
| Producción | 158 | 749 | 262 |
| Instalaciones | 116 | 507 | 546 |
| Ambiente | 62 | 699 | 408 |

Asimismo Pemex presenta un cuadro con los impactos significativos moderados y severos que se presentan en las diferentes etapas del proyecto especificando la actividad, factor ambiental impactado y descripción correspondiente.

También se hace referencia a las regulaciones internas de PEMEX, así como nacionales e internacionales aplicables durante las diferentes etapas del Proyecto de acuerdo a la pirámide de jerarquía aplicables, citando un grupo de normas clasificadas en agua, aire, recursos

naturales, residuos peligrosos, ruido, salud ambiental, seguridad, salud en el trabajo y de organización.

El proyecto considera la perforación de 69 pozos de desarrollo, 4 pozos inyectores, 16 reparaciones mayores, la construcción de 16 estructuras marinas y 23 ductos (297 kilómetros), en el periodo 2011-2045.

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

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

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

- a) La Comisión recomienda ampliamente que este proyecto, como cualquier otro, debe tener un enfoque basado en la administración de riesgos, con el propósito de brindar un

punto de vista íntegro a la seguridad en la industria, y que provea de igual manera una vida útil extendida al activo y una optimización en la producción.

- b) La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice PEP deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 75 y la API RP 14J.
- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.
- e) La CNH recomienda que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posible.
- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, PEP 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 Crudo Ligero Marino.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, 254, 259, 260, 261, 262, 263, 272, 273, 274, 275, 276, 282, 283 y 284 que la SENER considera como áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 087-57, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 087-58, 088-58, 089-58. (Figuras 5 y 6).

Figura 5. Asignaciones Petroleras de la componente exploratoria del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino.

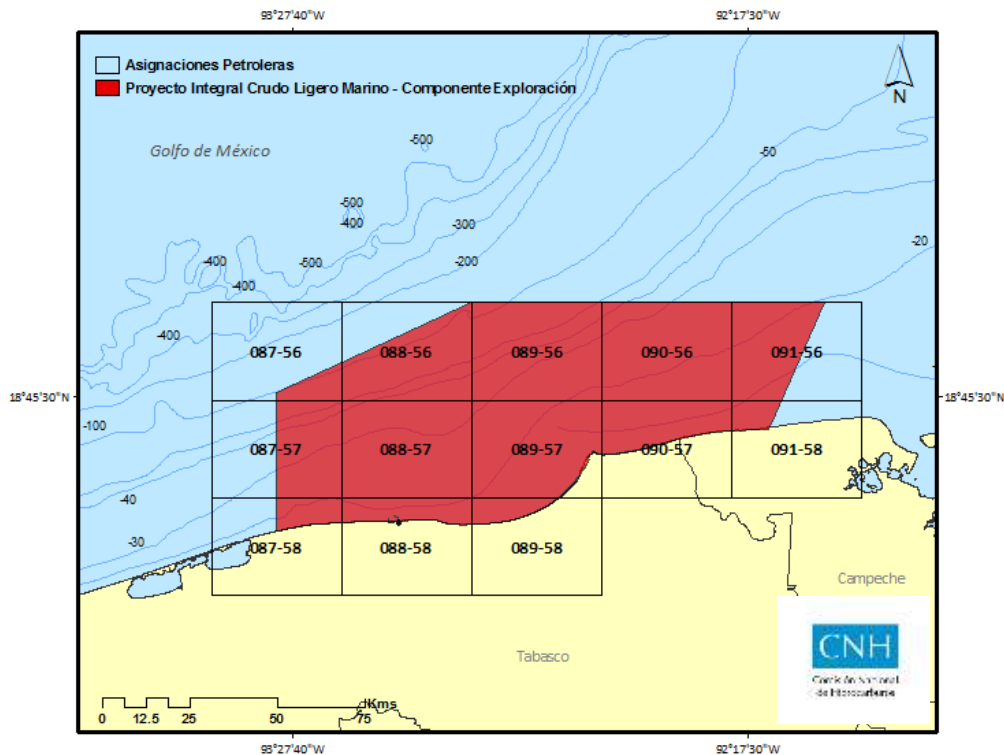
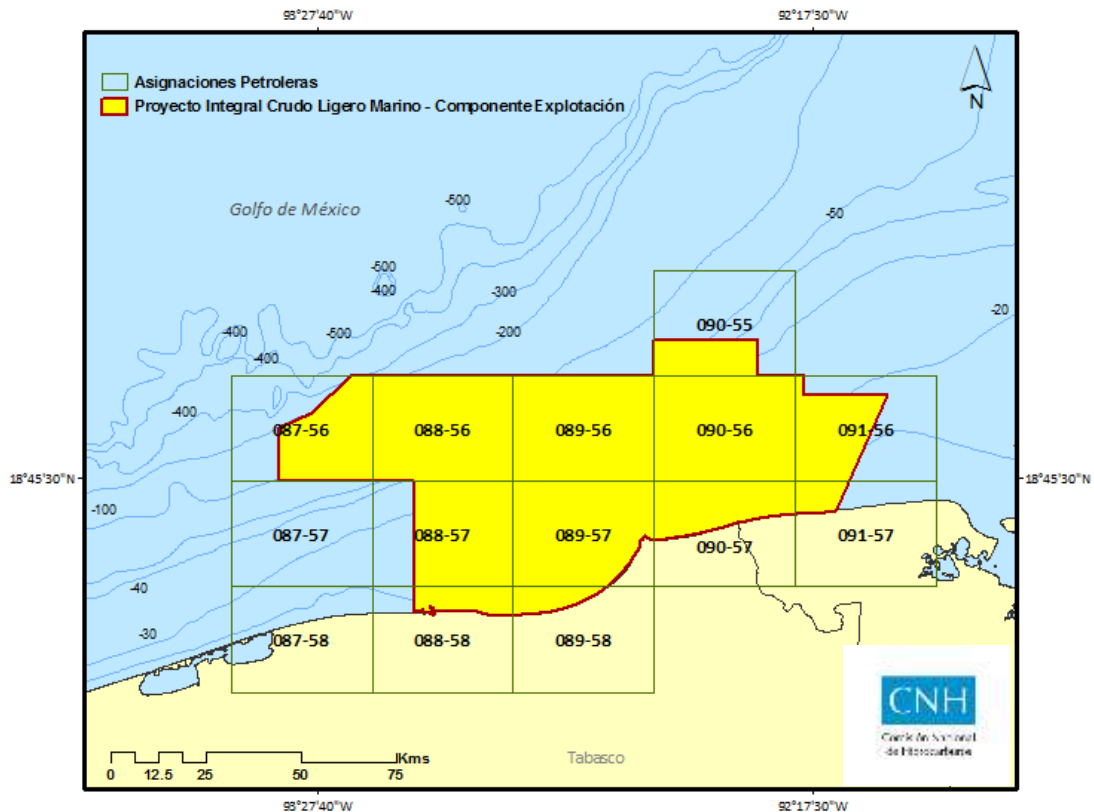


Figura 6. Asignaciones Petroleras de la componente de explotación del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino.



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

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

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino

como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante PEP deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.

- f) Se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado anterior se integren en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes.
- g) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

RECOMENDACIONES

- a) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- b) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Asimismo, tanto para la perforación de pozos, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 75 y la API RP 14J, 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.
- d) Para la evaluación de los riesgos operativos, se debe realizar un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de

anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.

- e) Pemex deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- f) Pemex deberá solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- g) El Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, 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.
- h) En la documentación presentada Pemex señaló que el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino forma parte del proyecto Programa Estratégico de Gas, por lo que 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 Crudo Ligero Marino. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente de dónde se documente.
- i) PEP debe documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos bajo los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación que haya emitido la Comisión, vigentes en ese momento.
- j) PEP debería desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.

- k) Es recomendable que se actualice el modelo estático con la nueva información que se ha recopilado del campo en los últimos años, el cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar.
- l) Se recomienda que para las actualizaciones de los permisos ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por PEP no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento, así como la totalidad de los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados.
- m) La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que bajo un enfoque integral, se busque alcanzar en el proyecto y su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada, todo ello con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición, siendo la más precisa la referida para venta y transferencia de custodia, con mayor incertidumbre la que se presenta en los pozos y primeras etapas de separación.
- n) La Comisión recomienda que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad del proyecto en el largo plazo.

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

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

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

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta PEP en el Proyecto Integral Crudo Ligero Marino es 18% inferior (Tabla 24) a la que

da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 24. Reserva de aceite Proyecto Integral Crudo Ligero Marino.

| Perfil | Aceite (mmbbl) 2011-2025 | Variación Reservas vs Proyecto |
|----------|-----------------------------|-----------------------------------|
| 2P 2010 | 589 | -18% |
| Proyecto | 694 | |
| 2P 2011 | 770 | 11% |

Tabla 25. Reserva de gas Proyecto Integral Crudo Ligero Marino.

| Perfil | Gas (mmmpc) 2011-2025 | Variación Reservas vs Proyecto |
|----------|--------------------------|-----------------------------------|
| 2P 2010 | 2,870 | -12% |
| Proyecto | 3,221 | |
| 2P 2011 | 3,276 | 1.7% |

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
- c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2043 y después de impuestos a partir del año 2038, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

2. PEP deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
3. PEP deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. PEP debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (sísmica, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
5. PEP 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.
6. En el caso de éxito exploratorio, Pemex deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.
7. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o

internacionales, lo que suceda primero. Para ello, deberá utilizar el formato indicado en el dictamen.

8. Pemex deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
9. PEP deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino, que permita continuar con la operación de manera más segura.
10. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
11. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 75 y la API RP 14J.
12. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 254, 259, 260, 261, 262, 263, 272, 273, 274, 275, 276, 282, 283 y 284 que la SENER considera como áreas 090-55, 087-56, 088-56, 089-56, 090-56, 091-56, 087-57, 088-57, 089-57, 090-57, 091-57, 087-58, 088-58 y 089-58.

Métricas del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino. Componente Exploración.

PROYECTO INTEGRAL CRUDO LIGERO MARINO COMPONENTE EXPLORACIÓN

| | Unidades | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2011-2025 | % Variación |
|--|-----------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|-------------|
| Modificación Sustantiva | | | | | | | | | | | | |
| 1.- Inversión. | (mmpesos) | Programa | 3,610 | 4,780 | 7,029 | 3,041 | 1,898 | 3,353 | 3,750 | 7,551 | 62,178 | 25 |
| | (mmpesos) | Real | | | | | | | | | | |
| 2.- Pozos | (número) | Programa | 2 | 3 | 7 | 2 | 1 | 3 | 3 | 7 | 63 | 25 |
| | (número) | Real | | | | | | | | | | |
| 3.- Sísmica | (km2) | Programa | 1,246 | 0 | 1,072 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2,318 | 25 |
| | (km2) | Real | | | | | | | | | | |
| Seguimiento | | | | | | | | | | | | |
| 4.- 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 | 77 | 83 | 176 | 0 | 0 | 10 | 69 | 153 | 1,831 | NA |
| 4.- Recurso Prospectivo a evaluar P50 | (mmbpce) | Programa P50 | 232 | 292 | 327 | 42 | 28 | 46 | 176 | 305 | 2,330 | NA |
| 4.- Recurso Prospectivo a evaluar P90 | (mmbpce) | Programa P90 | 413 | 537 | 488 | 85 | 76 | 89 | 304 | 477 | 2,926 | 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 Crudo Ligero Marino. Componente Explotación.

PROYECTO INTEGRAL CRUDO LIGERO MARINO 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 | (2016-2045) | Total | % Variación para Generar Modificación Sustantiva |
|---|---|---------|---------|---------|---------|---------|-------------|-----------------|--|
| Modificación Sustantiva | | | | | | | | | |
| Inversión | (mmpesos) | 20,716 | 22,656 | 24,467 | 22,885 | 23,431 | 125,533 | 239,687 | 10 |
| Gasto de Operación | (mmpesos) | 2,861 | 3,098 | 3,493 | 5,710 | 5,657 | 38,664 | 59,483 | 10 |
| Qo Promedio. | (mbd) | 162.27 | 166.51 | 176.72 | 140.91 | 129.26 | - | 791.58 (mmbbls) | 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. | Contempla la ubicación del centro de proceso en el campo May, con el fin de aprovechar los procesos y optimizar las inversiones para el proyecto de recuperación secundaria con inyección de gas en el mismo campo, inyección de agua en el campo Bolontiku, concluir el desarrollo en algunos campos e iniciar el desarrollo de las reservas recién incorporadas de los campos Tsimin y Xux. | | | | | | | | |
| Seguimiento Proyecto | | | | | | | | | |
| 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) | 12 | 8 | 4 | 6 | 11 | 28 | 69 | NA |
| Terminación. | (número) | 9 | 9 | 4 | 5 | 7 | 35 | 69 | NA |
| Reparaciones Mayores. | (número) | 5 | 1 | 0 | 3 | 1 | 6 | 16 | NA |
| Mantenimiento de pozos. | (número) | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | NA |
| Sísmica. | (km2) | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | NA |
| Sistemas Artificiales de Producción. | (número) | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | NA |
| Reacondicionamiento de Pozos Inyectores. | (número) | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | * Pemex | 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.