



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

**DICTAMEN DEL PROYECTO
DE EXPLORACIÓN
MALPASO**

ABRIL 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	10
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	15
A) UBICACIÓN.....	15
B) OBJETIVO	16
C) ALCANCE.....	16
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	16
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	21
F) INDICADORES ECONÓMICOS	22
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	24
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	25
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	27
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	29
A) ESTRATÉGICA.....	29
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	29
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	29
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	32
C) ECONÓMICA.....	33
D) AMBIENTAL.....	36
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	39
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	43
VIII. CONDICIONANTES.....	47
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	50
ANEXO I.....	51
ANEXO II	52

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al Proyecto de Exploración de Malpaso.

El Proyecto de Exploración del Malpaso es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración 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: 794, 795, 500, 544, 796, 501, 797, 1134, 1135, 1137, 1167 y 1168 que la SENER considera como áreas 082-61, 082-62, 083-61, 083-62, 084-61, 084-62, 085-61, 085-62, 086-61, 086-62, 087-61 y 087-62 mediante oficio No. SRS-10000-80000-1139-2010 del 4 de noviembre de 2010 y recibido en la SENER el 5 de noviembre del 2010.

El dictamen del Proyecto de Exploración Malpaso 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 adicional sobre los proyectos, presentados a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.531-10 recibido el 12 de noviembre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), remitió:
 - Información técnico económica del proyecto.

- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho proyecto.
2. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido el 28 de enero del 2011; evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011, recibido el 14 de febrero del 2011, así como con la componente ambiental de los proyectos, mediante oficio SPE-369/2011 recibido el 29 de junio de 2011.

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 exploración y 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. Estrategia Exploratoria.
- d. Diseño de las actividades de exploración.
- e. Plan de ejecución del proyecto.
- f. Seguridad industrial.
- g. 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 Pemex se resume de la siguiente manera:

- ***Estrategia de Exploración***

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

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que el Proyecto de Exploración Malpaso, se encuentra incluido dentro del proyecto Jujo-Tecominoacán, no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo-beneficio del proyecto Jujo-Tecominoacán elaborados por Pemex.

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

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

De acuerdo a la información presentada por Pemex, el Proyecto de Exploración Malpaso considera las actividades de exploración en áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, en las que se cuenta con información sísmica que permitirá enfocarse en oportunidades de descubrimiento con mayores posibilidades de evaluación de recursos.

Durante la ejecución del proyecto y en función de los estudios de geociencias realizados y por desarrollarse, Pemex podrá proponer un alcance mayor del proyecto, en el que se consideren la cantidad y calidad de la información geológica-geofísica y el recurso prospectivo identificado

que se obtenga de este proyecto, las características de los plays, la ubicación de la infraestructura de producción, las restricciones ambientales y de seguridad industrial.

- ***Ambiental***

El Proyecto de Exploración Malpaso, en relación a las asignaciones petroleras correspondientes, Pemex señaló que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en los proyectos ambientales “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”.

Las áreas 085-61, 086-61, 087-61 y 087-62 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), las áreas 082-61, 083-61, 084-61, 082-62, 083-62, 084-62, 085-62 y 086-62 no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades.

La CNH considera necesario que los permisos en materia de protección ambiental sean actualizados. Adicionalmente, es recomendación de este órgano desconcentrado que al proponer los planes de delimitación y desarrollo de los campos descubiertos en el área comprendida en este proyecto exploratorio, se soliciten permisos ambientales a nivel proyecto.

En este mismo sentido, la CNH recomienda gestionar las autorizaciones ambientales correspondientes de manera anticipada para el Proyecto de Exploración Malpaso.

- ***Seguridad Industrial***

Referente a la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración Malpaso, se identifica que tanto para la instalación de equipos de perforación como para la perforación de pozos, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos operativos, evaluación de éstos, mecanismos de mitigación y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75L. La identificación y la evaluación de riesgos operativos deben complementarse con la revisión de requisitos de

seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable en el marco normativo nacional o internacional.

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.

- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Exploración Malpaso como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance de dicho proyecto. Por lo que Pemex deberá atender lo siguiente:

1. Acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar el avance trimestralmente.

Informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo.

Enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.

3. 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 presentado en el Anexo II del presente dictamen.

4. Informar trimestralmente sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el Proyecto de Exploración Malpaso que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto de acuerdo con los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicados en el Diario Oficial de la Federación en diciembre de 2009, o los que en su momento resulten aplicables, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

6. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
7. Elaborar un análisis de 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.
8. En el caso de éxito exploratorio, presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte y análisis de núcleos, análisis de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar las características del

sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos y que logren incorporar reservas de hidrocarburos.

9. Presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo con prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
10. Implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación, evaluación y mitigación de riesgos y el correspondiente plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75L.

III. Mandato de la CNH

Como consecuencia de la reforma energética aprobada por el Congreso de la Unión en 2008, el Ejecutivo Federal expidió el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, en el que se estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras (artículo Quinto transitorio del RLR27), el cual establece:

“QUINTO.- En materia de asignaciones petroleras:

I. Se tendrán por revocadas aquellas en las que Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no hayan realizado actividades o ejercido los derechos consignados en las mismas durante los tres años anteriores a la entrada en vigor del presente reglamento, salvo aquellas en que los Organismos Descentralizados tengan programas y proyectos de inversión autorizados o en proceso de autorización o aquellas en que habiendo solicitado el ejercicio de los recursos durante el presente ejercicio fiscal y previo a la publicación de este reglamento, éstos no hayan sido autorizados, lo cual deberán manifestar a la Secretaría en un plazo de noventa días naturales;

II. Aquéllas que no se tengan por revocadas conforme a la fracción anterior y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años contados a partir de la fecha de entrada en vigor del presente reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Para la citada revisión los Organismos Descentralizados deberán presentar la información necesaria en los términos del presente ordenamiento, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan, y

III. Las que conforme a las fracciones anteriores se mantengan vigentes pero Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no expresen interés por ejercer los derechos respectivos, se tendrán también por revocadas.”

Por lo que la Comisión y SENER establecen un calendario de revisión de las asignaciones petroleras otorgadas con anterioridad a la expedición del RLR27, agrupándolas por proyecto, a efecto de modificarlas, o en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

En relación con lo anterior, la Comisión tiene las siguientes facultades en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y asignaciones petroleras:

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

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

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

- VI. *Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que 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”.*
- *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.*

En este orden de ideas, en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento de la Ley de Pemex dispone que *“Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del reglamento, en los siguientes casos: I. Proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva [...], y II. Proyectos que estén en fase de definición...”*

A este respecto, el último párrafo del artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que *“los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a la consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables”.*

Por otro lado, de conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de

exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, 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)
<i>Hasta mil millones de pesos</i>	<i>25%</i>
<i>Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos</i>	<i>15%</i>
<i>Mayor a 10 mil millones de pesos</i>	<i>10%</i>

“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 artículo Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

Por lo que en congruencia con lo previsto en las disposiciones jurídicas vigentes antes señaladas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos formula el dictamen técnico respecto de los proyectos a los que se asocian las asignaciones petroleras en revisión conforme al artículo Quinto transitorio del RLR27, y con base en el mismo, emite la opinión sobre las asignaciones relacionadas con dichos proyectos, a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

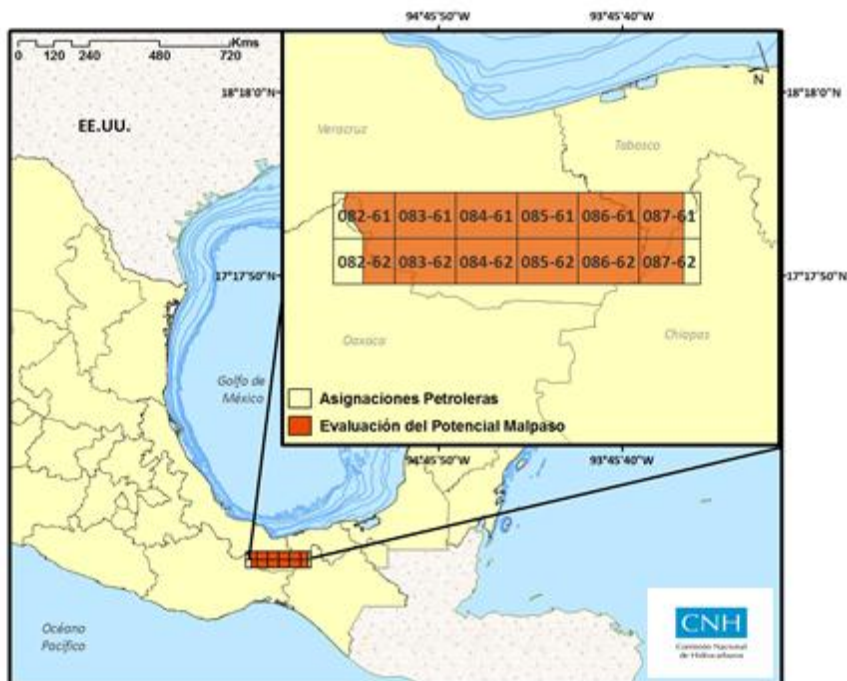
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.531-10 el 12 de noviembre del 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

a) Ubicación.

El Proyecto de Exploración Malpaso se ubica en el sureste de la República Mexicana, cubre la porción suroriental del estado de Veracruz, la porción occidental del estado de Tabasco y el extremo nororiental del estado de Chiapas. Los principales municipios que comprende son Las Choapas, Minatitlán, Hidalgotitlán, Uxpanapa y Jesús Carranza en el estado de Veracruz; San Juan Cotzocón y Matías Romero Avendaño en el estado de Oaxaca; Huimanguillo en el estado de Tabasco y Ostuacán en el estado de Chiapas. Limita al norte con el proyecto Cuichapa, al noreste con el proyecto Comalcalco, al este con el proyecto Incorporación de Reservas Simojovel, al oeste con el proyecto Evaluación del Potencial Papaloapan B y al sur con las unidades mesozoicas aflorantes de la Sierra de Chiapas. Cubre un área de 10,460 km², Figura 1.

Figura 1. Ubicación del Proyecto de Exploración de Malpaso



b) Objetivo.

Evaluar el potencial petrolero de los plays mesozoicos y terciarios, para definir las mejores áreas de interés que permitan el descubrimiento de reservas de hidrocarburos, con un volumen que varía de 583 mmbpce en el percentil 10 a 1,744 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 1,013 mmbpce, en el periodo 2011-2030.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 86 pozos exploratorios, la realización de 58 estudios geológicos y la adquisición de 6,572 km² de sísmica 3D. La inversión exploratoria total estimada es de 28,948 millones de pesos, de los cuales, 26,943 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,005 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

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

Sin embargo, dada la aplicación de estos criterios, existen proyectos que no justifican la segmentación, dada la homogeneidad que guardan en toda su extensión en cuanto a las

características geológicas, el tipo de hidrocarburo esperado, distribución de los plays y la etapa del proceso exploratorio en que se encuentran.

En este contexto, el proyecto Malpaso, debido al grado de avance que tiene en el proceso exploratorio, la similitud en características geológicas de sus objetivos y dada la dimensión de su área geográfica, Pemex lo considera en su totalidad como una sola área prioritaria de evaluación de potencial de aceite ligero, principalmente.

Las oportunidades exploratorias que corresponden al Proyecto de Exploración de Malpaso se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Proyecto	No. de oportunidades
Malpaso	86

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del proyecto muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Proyecto	Volumen prospectivo (mmbpce)
Malpaso	5,097

En relación a los recursos prospectivos a evaluar, éstos se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Malpaso	1,013

A continuación se describe cada una de las dos alternativas analizadas y presentadas por Petróleos Mexicanos de las cuales realizó la selección para la ejecución del proyecto.

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada y su estrategia consiste en la realización de estudios geológicos y en la adquisición sísmica durante los primeros años, además de la perforación paulatina de pozos exploratorios en las zonas con mayor conocimiento geológico. Con la toma de información realizada, se incrementará el conocimiento geológico del área, lo cual permitirá intensificar la perforación de pozos en los siguientes años. Lo anterior conlleva a la disminución de la incertidumbre en los elementos del sistema petrolero y a la obtención de mayor conocimiento del riesgo.*

Esta alternativa considera la perforación de 13 pozos exploratorios para los primeros 5 años a partir del año 2011 en la porción central y nororiental de este proyecto, en busca de las facies de los plays Cretácico y Jurásico. En los plays Cretácico Inferior y Cretácico Medio se tienen depósitos relacionados a ambientes de plataforma carbonatada con su correspondiente talud y cuenca, en el Cretácico Superior principalmente brechas de talud, en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, el objetivo son los depósitos de bancos oolíticos y dolomías, relacionadas con los depósitos de rampa interna.

En los años 2016-2025 el programa exploratorio se enfoca principalmente hacia la porción central y oriental del proyecto, considerando la perforación de 42 pozos exploratorios en busca de las facies relacionadas con ambientes de rampa interna (zona de bancos), constituidas por packstone-grainstone de oolitas, pelletoides y bioclastos, en partes dolomitizados, y las áreas de interbanco constituidas por mudstone-wackestone de bioclastos, pelletoides y oolitas del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Se considera la perforación de pozos terciarios a partir del año 2019, con el fin de evaluar los plays hipotéticos Eoceno-Oligoceno y Mioceno. El primero está constituido por conglomerados con intercalaciones de areniscas de grano grueso conglomeráticas, depositados en ambientes de talud y pie de talud, productores en la Cuenca de Veracruz, mientras que el play Mioceno tiene

una litología de arenas de grano grueso a medio, con cantos rodados y gravas, que corresponden con depósitos de flujo de escombros en la pendiente del talud. Cabe señalar que en la porción norte dentro de la Cuenca Salina del Istmo, en 1906 se descubrió el campo San Cristóbal, productor en rocas del Mioceno asociadas con acuíferos contra sal.

Por último en el largo plazo, en el periodo 2026-2030, el programa exploratorio continúa enfocado inicialmente en la porción occidental y posteriormente hacia el resto de la superficie del proyecto, con la perforación de 31 pozos exploratorios buscando evaluar los plays Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior así como los plays terciarios del Eoceno-Oligoceno y Mioceno.

Además de la perforación de pozos y la realización de 5 estudios geofísicos de adquisición sísmica 3D (2015-2022), esta opción considera la realización de 58 estudios geológicos durante el desarrollo del proyecto para reducir el riesgo exploratorio en las oportunidades programadas.

En esta alternativa 1, se considera la perforación de 86 pozos exploratorios en un período de 20 años (2011-2030) y evaluar un recurso prospectivo medio de 1,013 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 28,948 millones de pesos, de los cuales 26,943 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,005 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 97,125 mmpesos con un índice de utilidad de 5.31 pesos/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 1,013 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

Tabla 4. Recursos prospectivos a evaluar para la alternativa 1 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	583
media	12	49	47	21	112	67	56	44	1,013
p ₉₀	33	151	137	62	296	182	162	141	1,744

Alternativa 2. *Para la alternativa 2, en los 5 primeros años se da prioridad a la porción oriental del proyecto Malpaso con la perforación de 5 pozos que investigarán las facies de los plays Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior.*

Para los años 2016-2025 se considera la perforación de 27 pozos principalmente en la parte central y oriental de este proyecto, que evaluarán la facies del Kimmeridgiano, constituido principalmente de packstone-grainstone de oolitas, pelletoides y bioclastos, así como los plays Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior, depositados en ambientes de plataforma, talud y cuenca, y para los plays terciarios Eoceno-Oligoceno y Mioceno consistentes en depósitos de ambientes de talud.

Del año 2026 al 2035 se tiene considerada la perforación de 48 pozos exploratorios cubriendo la mayor parte del proyecto, con el fin de evaluar el play Jurásico Superior Kimmeridgiano en busca de la extensión de la plataforma Artesa-Mundo Nuevo con la evaluación de los plays Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior, así como los plays terciarios Eoceno-Oligoceno y Mioceno.

En el play Jurásico Superior Kimmeridgiano se buscará la continuidad en el proyecto de la franja oolítica y/o dolomías productoras de importantes yacimientos petroleros en los campos Jujo-Tecominoacán, Paredón, Cárdenas, Palangre, etc., referidas en el proyecto Comalcalco, el cual limita con el proyecto Malpaso en la porción noreste.

Los plays cretácicos a evaluar, tienen producción comercial de hidrocarburos en el proyecto Incorporación de Reservas Simojovel, en el área que comprende la denominada plataforma Artesa-Mundo Nuevo (campos Iris, Girdaldas, Mundo Nuevo, Artesa, Catedral, etc.,). Con base en estudios geológicos y geofísicos recientes se ha logrado mapear la extensión de esta plataforma en el extremo oriental del proyecto, por tanto, representa un objetivo para la exploración petrolera de la región.

Para reducir el riesgo exploratorio, en esta opción se consideró la realización de cinco estudios geofísicos (adquisición sísmica 3D), entre los años 2012 al 2018, y la realización de 64 estudios geológicos.

Esta alternativa considera la perforación de 80 pozos exploratorios en un período de 25 años (2011-2035) y evaluar un recurso prospectivo medio de 896 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 28,285 millones de pesos, de los cuales 25,830 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,455 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 61,243 mmpesos con un índice de utilidad de 4.01 pesos/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 896 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Recursos prospectivos a evaluar para la alternativa 2 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	508
media	33	18	31	16	31	21	27	19	896
P ₉₀	97	59	91	48	92	62	89	55	1,644

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

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

La inversión para el horizonte 2011-2030 en el proyecto es de 28,948 millones de pesos (mmpesos), de los cuales 26,943 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,005 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

Las inversiones exploratorias requeridas por actividad, se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030
Inversión exploratoria	249	909	702	849	1,834	1,398	3,369	2,025	28,948
Estratégica	197	819	624	786	1,691	1,267	3,246	1,935	26,943
Pozos ^a	178	806	620	784	1,656	584	1,495	1,046	20,195
Sísmica	0	0	0	0	0	640	1,729	866	6,465
Estudios	19	13	5	2	35	43	22	23	283
Operacional	53	90	78	63	142	132	123	90	2,005

* Incluye la inversión de la infraestructura del pozo exploratorio.

A continuación se muestran las inversiones programadas para futuro desarrollo en el proyecto:

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	111	199	28,909
media	0	0	0	416	741	662	960	1,054	34,229
P ₉₀	0	0	0	1,117	1,746	1,633	2,150	2,157	41,360

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	143	279	42,618
media	0	0	0	133	414	573	855	1,202	47,563
P ₉₀	0	0	0	314	946	1,313	1,726	2,423	57,222

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto de Exploración de Malpaso analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

A continuación se presenta una tabla con los indicadores económicos de la alternativa seleccionada por Pemex para ejecutar en el proyecto:

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Opción 1 Seleccionada
VPN	mmpesos	97,125
VPN/VPI	pesos/pesos	5.3
Recursos prospectivos	mmbpce	1,013

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 emisión de la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, la SENER solicitó dicha opinión mediante Oficio No. 512.531-10, respecto de las asignaciones denominadas: 794, 795, 500, 544, 796, 501, 797, 1134, 1135, 1137, 1167 y 1168, que la SENER considera como áreas 082-61, 082-62, 083-61, 083-62, 084-61, 084-62, 085-61, 085-62, 086-61, 086-62, 087-61 Y 087-62.

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

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

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

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

En términos de lo anterior, Pemex proporcionó información adicional mediante los oficios siguientes: SPE-GRHYPE-029/2011 relacionada a evaluaciones económicas y SPE-GRHYPE-

022/2010 (sic) relacionado a la Clase de Costos del Proyecto. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el 29 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto proporcionada por Pemex a través de la SENER, así como la actualización correspondiente e información adicional requerida por esta Comisión.

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

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Insuficiente	Comentario: El horizonte y la inversión manejados en el objetivo no concuerdan con los mostrados en el cuadro 1.3.
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 el proyecto esté avalado por el Proyecto Integral Jujo-Tecominoacán se debe presentar la información correspondiente al Proyecto Malpaso.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
Insuficiente	Comentario: Calendarizar de forma anual cada rubro.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
Insuficiente	Comentario: Independientemente de que el proyecto esté avalado por el Proyecto Integral Jujo-Tecominoacán se debe presentar la información correspondiente al Proyecto Malpaso.
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 el comparativo calendarizado anual de la información avalada por el Proyecto Jujo-Tecominoacán y la información presentada a la CNH,

	explicando las causas de variación.
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).	
Suficiente	Comentario:
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: Se encuentran en el documento, pero falta mencionarlos en este rubro
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
Suficiente	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
Suficiente	Comentario: Cambiar la palabra "área" por la palabra "sectores".
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
Suficiente	Comentario:
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
Suficiente	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
Suficiente	Comentario:
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	
Suficiente	Comentario:
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	
Suficiente	Comentario:
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:

b) Consistencia de la información.

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

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos

objetivos, montos de inversión, metas de evaluación del potencial e incorporación de reservas y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

En este apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto de Exploración Malpaso, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Modelo Geológico y Descripción Técnica del Proyecto.
- Económicos.
- Ambientales.
- Seguridad industrial.

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

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

ii. Formulación del proyecto.

- a) Las actividades del Proyecto de Exploración Malpaso están documentadas ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto Jujo-Tecominoacán. Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración de este último. Lo anterior, reducirá carga financiera al proyecto mencionado permitiendo mayor transparencia tanto en el seguimiento de los proyectos como en el análisis del portafolio de inversiones de Pemex; además, apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país y de los proyectos de explotación.

b) En la Tabla 10 se muestran los valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo presentado por Petróleos Mexicanos. Como se puede notar, las probabilidades geológicas son de un proyecto de evaluación del potencial, por lo que es necesario que los resultados obtenidos de los estudios y de los pozos exploratorios a perforar, se incorporen lo más pronto posible para reevaluar las oportunidades exploratorias a fin de mejorar la estimación de los recursos y probabilidades de éxito del proyecto.

Tabla 10. Valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo.

Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
Jabonero-1	2011	15	15	77	12
CHEEJ-1	2012	22	22	82	18
Tiakin-101	2012	54	53	58	31
CHAPAY-1	2013	18	18	88	16
ODISEA-1	2013	35	35	88	31
Chalchijapa-1	2014	10	10	59	6
Abolengo-1	2014	15	15	101	15
GENES-1	2015	22	21	69	15
CHIHUAHUETLAN-1	2015	26	25	46	12
Maco-1	2015	27	27	58	16
Serpentina-1	2015	30	30	78	24
Tabachin-1	2015	34	33	38	13
Robusto-1	2015	39	39	84	33
Monolito-1	2016	15	14	49	7
Lobrego-1	2016	16	16	47	7
SURIANA-1	2016	28	28	63	18
MLP_OPT_1	2016	42	41	84	35
Canton-1	2017	12	12	56	7
MLP_OPT_3	2017	20	20	89	18
Tancochapa-1	2017	21	21	62	13
MLP_OPT_2	2017	22	22	84	18

Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce
-------------	-----	-------------------------------------	-------------------------------------	-----------------------------	-------------------------------

MLP_OPT_5	2018	20	20	85	17
Persea-1	2018	23	23	56	13
MLP_OPT_6	2019	15	15	187	27
Chortal-1	2019	16	16	72	12
MLP_OPT_7	2019	25	25	50	12
MLP_OPT_9	2020	14	14	187	27
PALMAMORENA-1	2020	20	20	39	8
MLP_OPT_8	2020	50	49	63	31
MLP_OPT_11	2021	22	22	49	11
MLP_OPT_10	2021	22	22	82	18
Yandu-1	2021	24	24	46	11
Congo-1	2021	27	26	41	11
MLP_OPT_14	2022	14	13	105	14
Bachaxiu-1	2022	20	20	50	10
MLP_OPT_12	2022	22	22	83	18
MLP_OPT_15	2022	26	26	48	12
MLP_OPT_13	2022	29	29	43	13
Chamila-1	2023	13	13	79	10
Chontapa-1	2023	14	14	183	26
Cerril-1	2023	15	15	122	18
MLP_OPT_16	2023	22	22	46	10
MLP_OPT_17	2023	24	23	44	10
Monterosa-1	2024	16	16	61	10
Paraje-1	2024	17	17	54	9
Chalca-1	2024	17	17	116	20
YEGO-1	2024	20	19	49	10
Neza-1	2024	21	21	49	10
Gueta-1	2025	14	13	59	8
MLP_OPT_19	2025	15	15	56	8
MLP_OPT_18	2025	17	17	51	9
Tropel-1	2025	17	17	47	8
Federal-1	2025	21	21	43	9
Ariete-1	2025	25	25	30	8
MLP_OPT_22	2026	13	13	60	8
Jacaranda-1	2026	14	14	54	7
MLP_OPT_20	2026	14	14	56	8
MLP_OPT_23	2026	15	15	53	8
MLP_OPT_21	2026	15	15	53	8
Paramo-101	2026	32	31	24	8
MLP_OPT_26	2027	13	13	58	8
Tepetate-1	2027	14	14	50	7
MLP_OPT_27	2027	16	15	41	6
MLP_OPT_25	2027	16	16	41	7
Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen prospectivo* mmbpce	Recursos prospectivos* mmbpce

Chipilcoy-1	2027	23	22	29	7
MLP_OPT_24	2027	24	23	28	7
Mancuernillas-1	2028	13	13	46	6
Fulgor-1	2028	13	13	44	6
Barraco-1	2028	13	13	44	6
MLP_OPT_28	2028	15	14	42	6
Rama-1	2028	17	17	38	6
Ranchoapan-1	2028	18	18	35	6
Caobal-1	2029	13	13	33	4
Cahuapan-1	2029	15	14	31	5
Playas-1	2029	16	16	36	6
Chinchirrin-1	2029	17	17	29	5
Bixa-1	2029	20	20	27	5
Cayaco-1	2029	21	20	22	5
MLP_OPT_32	2030	14	14	27	4
MLP_OPT_33	2030	15	15	26	4
MLP_OPT_31	2030	15	15	26	4
MLP_OPT_29	2030	16	15	29	5
MLP_OPT_30	2030	16	15	25	4
Chumate-1	2030	25	23	16	4

Las oportunidades MLP_OPT son sustentadas en los estudios de plays relacionadas al potencial adicional.

* Valor medio.

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias. Es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D sean integrados a los modelos actuales con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.

- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean actualizados al contar con información resultante de estudios o de la perforación de pozos. Se deberá reportar a la CNH la posible actualización del proyecto para verificar si existen modificaciones sustantivas que requieran una modificación en las asignaciones petroleras.

- c) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades puedan representar fielmente las cualidades dinámicas que describen el flujo de los fluidos en el yacimiento, y así poder realizar estimaciones sobre el comportamiento de los mecanismos de producción relevantes, y de perfiles de producción, que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos que logren incorporar reservas de hidrocarburos.

Por lo anterior, en caso de éxito, se debe contar con un programa de toma de información que considere pruebas de presión-producción, análisis PVT para caracterización de fluidos, análisis Stiff, corte de núcleos para caracterización de roca y estudios geomecánicos, así como análisis de laboratorios para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, e índices de mojabilidad. Similarmente, se deben tomar registros geofísicos para ubicar los contactos agua-aceite y/o gas aceite, saturaciones de fluidos, y caracterización petrofísica. Cabe mencionar que con una adecuada caracterización del yacimiento y sus fluidos, se debe realizar una estrategia de explotación, que considere los diferentes procesos de recuperación, y así maximizar el valor económico del proyecto.

c) Económica.

El análisis económico de proyectos de exploración implica un mayor esfuerzo a aquéllos en desarrollo o explotación. Existen dos elementos fundamentales que inciden en la recuperación de hidrocarburos en los proyectos exploratorios: 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) per se, 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 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 costos provienen del P50 estimado; con base en lo anterior, la Comisión realizó la evaluación económica.

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe mayor incertidumbre en la estimación de 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 la documentación de este proyecto, Pemex calcula un VPN estimado a partir del P50 de las variables, por lo que la Comisión revisó los cálculos, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

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.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	74.4	usd/barril
Precio de gas	6.0	usd/mpc
Precio del condensado	76.6	usd/barril
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la Tabla 12 se presenta la estimación realizada por Pemex para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el Proyecto de Exploración Malpaso es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, Pemex.

Indicadores económicos		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	97,125
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	18,291
Relación VPN/VPI =	peso/peso	5.31
Relación beneficio costo=	peso/peso	4.67

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye 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 como el mayor VPN, así como las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- b) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta ante cambios en las condiciones iniciales (precio de hidrocarburos, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión coincide con Pemex en que la alternativa 1 presentada es la que muestra los mayores beneficios económicos.
- c) Al ser un proyecto exploratorio, el éxito está en función del conocimiento de la zona (estudios geológicos y sísmica aumentan el nivel de certidumbre y disminuyen el riesgo).

El volumen de hidrocarburos a recuperar es alto en comparación con las reservas y la producción que presenta la BDOE; de no recuperarse el volumen total, el proyecto vería afectada su rentabilidad y, después de impuestos, podría dejar de ser rentable. Se recomienda seguir detalladamente el plan de ejecución de las actividades físicas del proyecto.

- d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic) relacionado a la clase de costos del proyecto, se describe que los Proyectos de Exploración incluyen clase de costos III y IV para el primer año; y IV y V, para los siguientes. Por lo anterior, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

d) Ambiental

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en los siguientes proyectos ambientales:

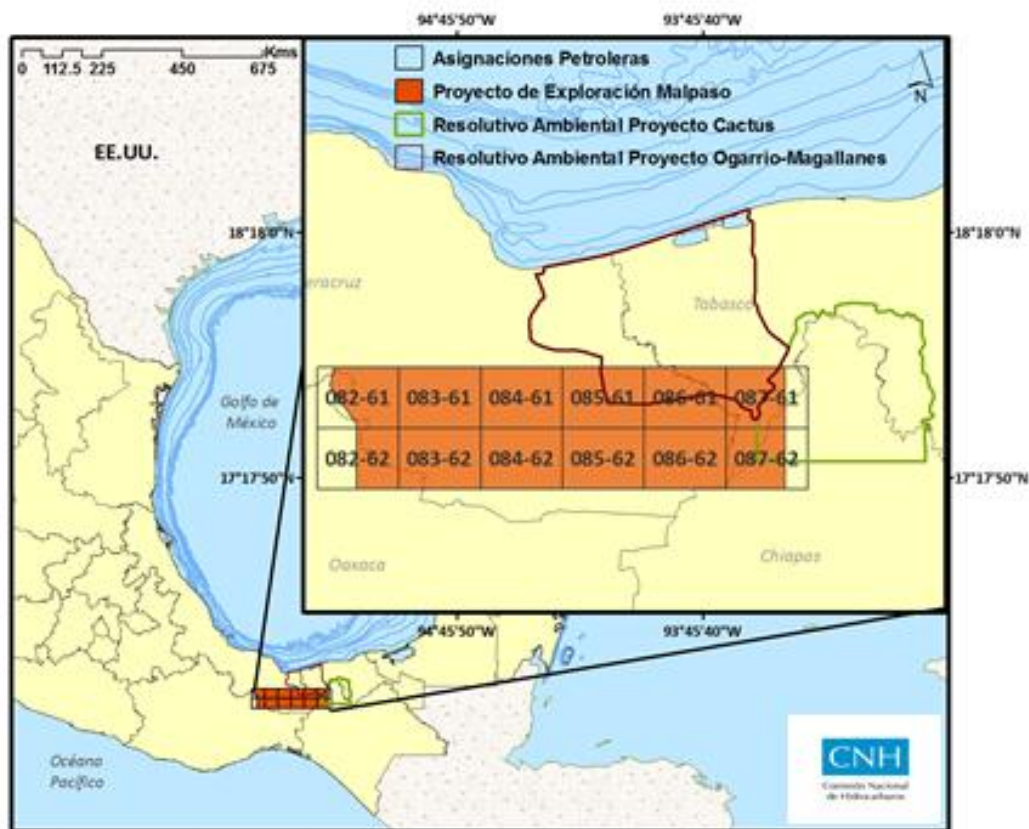
- 1.- “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”.
- 2.- “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”

Al respecto, destaca lo siguiente:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 de fecha 10 de octubre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y la modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0150/09 de fecha 15 de enero de 2009 que consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 de fecha 5 de octubre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y la modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0151/09 de fecha 15 de enero de 2009 que consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

Figura 2.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Exploración Malpaso.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Exploración Malpaso.
- b) De acuerdo a las Figura 2 las áreas 085-61, 086-61, 087-61 y 087-62 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex.

De acuerdo a la Figura 2, las áreas 082-61, 083-61, 084-61, 082-62, 083-62, 084-62, 085-62 y 086-62 no cuentan con autorización en materia de impacto y riesgo ambiental.

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex desee realizar actividades en esta área.

- c) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Exploración Malpaso, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Exploración Malpaso.
- d) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- e) No obstante, que Pemex afirme haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, el oficio resolutivo resulta necesario para amparar la zona de

influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta, no sólo porque es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT) si no porque determina el periodo en el que Pemex podrá operar en la zona y las actividades a realizar.

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

Considerando lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Exploración Malpaso 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) Seguridad Industrial.

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

Identificación de Riesgos Operativos.

Los riesgos operativos, recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a aspectos técnicos y problemas mecánicos imprevistos, que incrementan los tiempos y costos de los pozos. Los principales factores de riesgo en las operaciones de pozos exploratorios son:

- Fallas geológicas
- La profundidad de los pozos exploratorios, que oscila entre 1,700 y 8,200 m, en diferentes niveles estratigráficos.
- El control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.
- Acuíferos someros
- Formaciones inestables

Evaluación de riesgos operativos.

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, 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 etc.

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, tal como la API RP 75L. La identificación y la evaluación de riesgos operativos deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable en el marco normativo nacional o internacional.

- c) 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.

- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe tener 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) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios y toma de información, 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,

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 .

- g) Esta Comisión considera que Pemex debe actualizar y verificar constantemente la normatividad interna, contar con la suficiencia organizacional y de coberturas financieras para contingencias, con planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros que se pudieran presentar por el desarrollo de las actividades mencionadas del proyecto.

- h) Asimismo es necesario que cuente con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, entre otros; lo anterior, tomando en cuenta que todos los procesos, procedimientos y normatividad deben ser totalmente auditables.

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 el Proyecto de Exploración Malpaso.
- b) Se emite opinión favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 794, 795, 500, 544, 796, 501, 797, 1134, 1135, 1137, 1167 y 1168, que la SENER considera como áreas 082-61, 082-62, 083-61, 083-62, 084-61, 084-62, 085-61, 085-62, 086-61, 086-62, 087-61 y 087-62, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Malpaso, con base en la información que fue remitida y analizada.
- c) Se considera necesario que la Comisión sugiera a la SENER que otorgue un solo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través de PEP, deberá observar las métricas señaladas en el Anexo I de este dictamen técnico y entregar un reporte anual de seguimiento conforme a dicho Anexo que permita identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

El reporte de métricas deberá presentarse en formato electrónico y por escrito, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en que se hubiere emitido este dictamen, en el entendido que la Comisión podrá solicitar la comparecencia del funcionario de Pemex responsable del proyecto, cuando lo considere necesario.

En caso de que se genere una modificación sustantiva del proyecto, de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y

explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Resolución CNH.06.002/09), Pemex estará obligado a obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado, para lo cual deberá cumplir con los elementos señalados en dicha Resolución CNH.06.002/09 o los lineamientos técnicos que sean vigentes en ese momento.

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex, a través de PEP) para mantener como favorable con condicionantes el dictamen del proyecto y la opinión técnica sobre las asignaciones que le corresponden, lo que le permitirá dar continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante, Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- 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) La identificación y 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 nacional o internacional.

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, tanto para la perforación de pozos como para la instalación de plataformas resulta importante que Pemex cuente 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, tal como la API RP 75L.

- c) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe tener un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificar si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, así como definir claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- d) Pemex debe atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- e) Pemex debe 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.
- f) El Proyecto de Exploración Malpaso, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto Jujo-Tecominoacán. La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto de exploración de este último, a efecto de reducir la carga financiera al mismo y 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 del país.
- g) En la documentación presentada, Pemex señaló que el proyecto Jujo-Tecominoacán se documentó de forma integrada, sin desagregar cada uno de los proyectos incluidos, por lo que el Proyecto de Exploración Malpaso no se encuentra detallado dentro de la documentación del mismo. Al respecto, esta Comisión recomienda que Pemex lleve un control de los cambios en las inversiones, objetivos, alcances y actividades de todos sus proyectos, en este caso, del Proyecto de Exploración Malpaso. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente en qué proyecto se documente.

h) Pemex debe documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos de acuerdo con los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación, emitidos por la Comisión, que emita la Comisión, vigentes en ese momento.

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 Evaluación del Potencial Malpaso como Favorable con condicionantes con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar, las fechas de inicio y finalización, responsables, entregables, costos, y demás información que Pemex considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a que surta efectos la notificación a PEP de la Resolución que se emita sobre el presente Dictamen. PEP deberá 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 Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto de Exploración Malpaso, 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. Acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar el avance trimestralmente.

Informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo.

Enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.

3. 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 presentado en el Anexo II del presente dictamen.
4. Informar trimestralmente sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el Proyecto de Exploración Malpaso que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto de acuerdo con los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicados en el Diario Oficial de la Federación en diciembre de 2009, o los que en su momento resulten aplicables, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

6. Enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
7. Elaborar un análisis de 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.
8. En el caso de éxito exploratorio, presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte y análisis de núcleos, análisis de laboratorios, entre otros; lo anterior, para determinar las características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos y que logren incorporar reservas de hidrocarburos.
9. Presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo con prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
10. Implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación, evaluación y mitigación de riesgos y el correspondiente plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75L.

IX. Opinión a las asignaciones

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 794, 795, 500, 544, 796, 501, 797, 1134, 1135, 1137, 1167 y 1168, que la SENER considera como áreas 082-61, 082-62, 083-61, 083-62, 084-61, 084-62, 085-61, 085-62, 086-61, 086-62, 087-61 y 087-62, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración de Malpaso con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración de Malpaso.

Proyecto de Exploración Malpaso

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2030	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	249	909	702	849	1,834	1,398	3,369	2,025	28,948	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	1	2	2	2	6	4	4	3	86	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(número)	Programa	0	0	0	0	700	1,200	1,442	0	6,572	25
	(número)	Real										
Seguimiento												
1.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	583	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	12	49	47	21	112	67	56	44	1,013	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	33	151	137	62	296	182	162	141	1,744	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.

Informe de terminación del pozo exploratorio XXXX				Fecha:	
Municipio o entidad federativa:					
Región:					
Activo:					
Proyecto:					
Formación:					
Coordenadas:		Conductor		Objetivo 1	Objetivo n
Longitud:		X:			
Latitud:		Y:			
Núm. de equipo de perforación:					
Propietario:					
Capacidad (HP)					
Tirante de agua (m):					
Profundidad total (m):	Vertical:		Desarrollada:		
Fecha de inicio de perforación:					
Fecha de termino de perforación:					
Fecha de inicio de terminación:					
Fecha de terminación:					
Resultados					
Estado mecánico del pozo: (ajustar de acuerdo al pozo)					
Conductora (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Superficial (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Intermedia (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Explotación (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Profundidad total (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Pruebas de producción (ajustar de acuerdo a las pruebas):					
Intervalo 1 (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Formación:					
Qo (bpd):					
Qg (Mpcd):					
RGA(m3/m3):					
Estrangulador (pg):					
Densidad del aceite (API):					
Agua (%)					
Salinidad (ppm):					
pH:					
Sedimentos (%):					
Volumen incorporado (Mbpce):	1P	2P	3P		
Reserva incorporada (Mbpce):	1P	2P	3P		
Respecto al proyecto de delimitación y/o desarrollo del campo descubierto:					
Describir la manera en la que se desarrollará el campo descubierto:					
Fecha para la presentación del proyecto a la CNH para dictamen:					
Observaciones:					
Firmas de los responsables:		Administrador o gerente			
Notas:					
La M es de millones.					