



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN GOLFO DE MÉXICO B

NOVIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	6
III. MANDATO DE LA CNH	12
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	16
A) UBICACIÓN.....	16
B) OBJETIVO	17
C) ALCANCE.....	17
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	17
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	24
F) INDICADORES ECONÓMICOS	25
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMINACIÓN.....	26
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	27
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	29
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	31
A) ESTRATÉGICA.....	31
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	31
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	32
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	37
C) ECONÓMICA.....	37
D) AMBIENTAL.....	40
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.	42
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
VIII. CONDICIONANTES.....	62
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	67
ANEXO I.....	68
ANEXO II	69

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 Golfo de México B.

El Proyecto Golfo de México B es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Exploración desarrollado por el Activo Integral Holok –Temoa, 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 206, 210, 214, 218, 243, 247, 265, 1213, 1447, 1528, 1575, 1608, 1609, 1610, 1611, 1614, 1615, 1616, 1618, 1619, 1620, 1621, 1622, 1623 y 1624, que la Sener considera como áreas 091-50, 091-51, 091-52, 090-53, 090-52, 089-54, 086-56, 087-55, 080-50, 078-51, 079-53, 078-50, 089-53, 088-54, 088-55, 083-56, 090-51, 082-56, 084-56, 082-55, 083-55, 085-56, 084-55, 085-55 y 086-52, así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 082-54, 083-52, 083-54, 085-53 y 089-52 mediante oficio No. PEP-SPE-841/2010, fechado el 12 de noviembre del 2010 y recibido en la Secretaría el día 17 de noviembre del 2010.

El dictamen del Proyecto Golfo de México B fue elaborado por la Comisión 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. 512.552-10 recibido en la CNH el 23 de noviembre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, remitió:
 - Información técnico económica del Proyecto.

- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Información adicional proporcionada por Pemex, mediante los oficios siguientes: SPE-975/2010, PEP-001/2011, SPE-GRHYPE-022/2011, SPE-47/2011, SPE-GRPE-1-26/11, SPE-GRHYPE-029/2011, SPE-87/2011, SPE-105/2011, SPE-GRPE-1-32/2011 y GRPE-035/11, relacionados con los temas de seguridad industrial, ambiental, evaluaciones económicas, clases de costos y cumplimiento a disposiciones en aguas profundas. Así como el oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos.

Producto del análisis de la información antes mencionada, se consideró necesario solicitar el replanteamiento del alcance del proyecto, por lo cual PEP documentó el Proyecto Golfo de México B, remitiendo el informe técnico económico del proyecto referido, mediante oficio No. SPE-433/2011, recibido en la Comisión el 26 de julio de 2011.

La Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción envió el oficio No. SPE-632/11, con fecha del 27 de octubre del 2011, relacionado con el inicio del pozo Kunah-1, el cual se encuentra dentro del proyecto de exploración Golfo de México B. Así mismo se envió el oficio No. SPE-GRR-221/2011 por parte de la Gerencia de Recursos y Reservas de Pemex Exploración y Producción, con fecha del 9 de noviembre del 2011, en el cual se envía la información sobre la infraestructura para la atención de derrames y tiempos estimados de atención del Proyecto Golfo de México B.

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 y exploración 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 PEP se resume de la siguiente manera:

- ***Estrategia de Exploración***

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

El análisis de las alternativas, incluyendo aspectos de tecnologías subsalinas y dependencia entre localizaciones para los escenarios presentados, apoyar a la identificación del mejor plan de exploración para el Proyecto Golfo de México B y sobre todo en las etapas posteriores.

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que el proyecto Golfo de México B, se encuentra englobado dentro de la componente de exploración del proyecto Cantarell, no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del proyecto Cantarell elaborados por Pemex.

A lo anterior, la Comisión considera necesario que Pemex registre los cambios que se realicen en los proyectos o en las componentes de los mismos (inversiones, metas y alcance) para tener bajo control la estrategia de exploración que se esté implementando.

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

El proyecto Golfo de México B, 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 esta primera etapa del proyecto, las características de los plays, los tirantes de agua, la ubicación de la infraestructura de producción y las restricciones ambientales y de seguridad industrial.

- ***Ambiental***

El proyecto de Exploración Golfo de México B está autorizado con condicionantes hasta el año 2025 por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), de acuerdo con el oficio resolutivo Proyecto Integral Marino de la Región Norte S.G.P.A.-DGIRA.DEI.0306.05, en el estado actual en el que se encuentra. La CNH considera necesario que conforme se modifique el alcance del proyecto se deberán actualizar los permisos en materia de protección ambiental. Además, es recomendación de este órgano desconcentrado que se soliciten permisos a nivel proyecto cuando se propongan los planes de incorporación de reservas, delimitación y desarrollo de los campos descubiertos en el área que se desarrolla este proyecto exploratorio.

- ***Seguridad Industrial***

El Proyecto Golfo de México B, presenta oportunidades o pozos a ser perforados en tirantes de agua mayores a 1,500 metros, por lo que previo al inicio de los trabajos de perforación Pemex deberá cumplir con la totalidad de los elementos establecidos en la Resolución CNH.12.001/10, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Pemex y sus organismos subsidiarios, para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas (Resolución CNH.12.001/10).

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de exploración Golfo de México B, derivado de la Resolución CNH.12.001/10 y de las de juntas de trabajo entre SENER-CNH-Pemex, este último informó por medio del oficio No. SPE-433/2011,

recibido en la CNH el 26 de julio del 2011, así como del oficio no. SPE-632/11 con fecha del 27 de octubre del 2011 y del oficio no. SPE-GRR-221/2011 con fecha del 9 de noviembre del 2011, sobre los avances relacionados con los siguientes puntos:

- a) Identificación de peligros.
- b) Evaluación de riesgos operativos.
- c) Metodología para la estimación del peor escenario de derrame.
- d) Resultado de la estimación del peor escenario.
- e) Descripción del plan de contingencia, contención y remediación en caso de derrame.
- f) Infraestructura para la atención a derrames y tiempos estimados de atención o respuesta.
- g) Avance en la certificación de elementos como BOP y cementación

- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Exploración Golfo de México B como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de exploración manifestada en el alcance de dicho proyecto.

1. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Pemex deberá 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. Deberá 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. Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones y resultados) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.

3. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de su 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. Para cada uno de los pozos que se perforen, Pemex deberá entregar un reporte derivado de la revisión y aprobación de un tercero sobre lo siguiente:
 - a) Sistemas de gestión, políticas, estándares técnicos o cualquier otro documento relacionado con el diseño del pozo y desempeño operacional que confirme que dichos sistemas y documentación reúnen los requerimientos de las buenas prácticas petroleras y de la regulación aplicable.
 - b) Diseño y programa de perforación del pozo, incluyendo el análisis de integridad del mismo, constatando que es consistente con lo señalado en el inciso anterior.
 - c) La ejecución del programa de perforación y los cambios significativos respecto al diseño y programa original aprobados conforme al inciso anterior. La información señalada en el presente inciso se entregará conforme se vaya ejecutando la perforación del pozo.
5. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
6. Pemex 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.
7. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del

resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.

8. El Proyecto Golfo de México B presenta oportunidades o pozos para ser perforados en tirantes de agua mayores a 1,500 metros, por lo que previo a su perforación Pemex debe cumplir con la Resolución CNH.12.001/10.
9. En términos de lo señalado en el Artículo 10 de la Resolución CNH.12.001/10, Pemex deberá dar aviso a la Comisión sobre la perforación de nuevos pozos, así como entregar información con al menos 15 días de anticipación al inicio de movimientos de los equipos para iniciar trabajos de perforación.

A este respecto, Pemex debe remitir a la Comisión la documentación que acredite lo siguiente:

- I. La evaluación y aprobación del diseño de pozo, por parte del tercero independiente, conforme lo señalado en las fracciones I y II de la condicionante 4 anterior;
- II. La estimación del peor escenario de derrame;
- III. El plan de respuesta a derrame que contenga:
 - a. La metodología y el procedimiento de recuperación del crudo, demostrando las capacidades de Pemex para tal efecto.
 - b. Plan de contención de derrames que demuestre las capacidades de contención, detallando el equipo con el que cuenta y las referencias a los contratos con terceros, incluyendo, al menos, lo relativo a lo siguiente:
 - *Capping stack*.
 - *Top hat*.
 - Remoción de escombros.
 - Inyección de dispersantes.
 - c. Certificación de lo siguiente:
 - Preventores.
 - Plataformas.
 - *Riser*.
 - Personal.

- ROV.

- IV. La metodología y el procedimiento para el taponamiento y abandono del pozo.
 - V. Copia de la póliza de seguro que ampare los costos contingentes asociados a contención de derrames y remediación del medio ambiente.
10. 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.
 11. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
 12. Pemex deberá tener 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 solicita que Pemex, aunado a lo ya desarrollado, complemente el programa de identificación, análisis y evaluación de riesgos y sus mecanismos de administración conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
 13. 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, vigentes en ese momento.

III. Mandato de la CNH

A continuación se refieren las disposiciones legales y reglamentarias que facultan a la Comisión a emitir los dictámenes respecto de 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.
- Adicionalmente y debido a que este proyecto presenta oportunidades o pozos a ser perforados en tirantes de agua mayores a 500 metros, se encuentra sujeto al cumplimiento de la Resolución CNH.12.001/10, en términos de su artículo sexto transitorio.

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

IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el oficio No. SPE-433/2011, recibido en la CNH el 26 de julio del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto Golfo de México B se ubica en aguas territoriales del Golfo de México entre las isobatas de 500 m y 3,200 m. Limita al norte con el paralelo 22° 30' de latitud norte y el proyecto Golfo de México Sur, al sur con el proyecto Coatzacoalcos, al sureste con el proyecto Campeche Poniente, al este con el proyecto Campeche Oriente y al oeste colinda con los proyectos Veracruz y Lankahuasa. El proyecto comprende un área de 60,815 km². Figura 1.

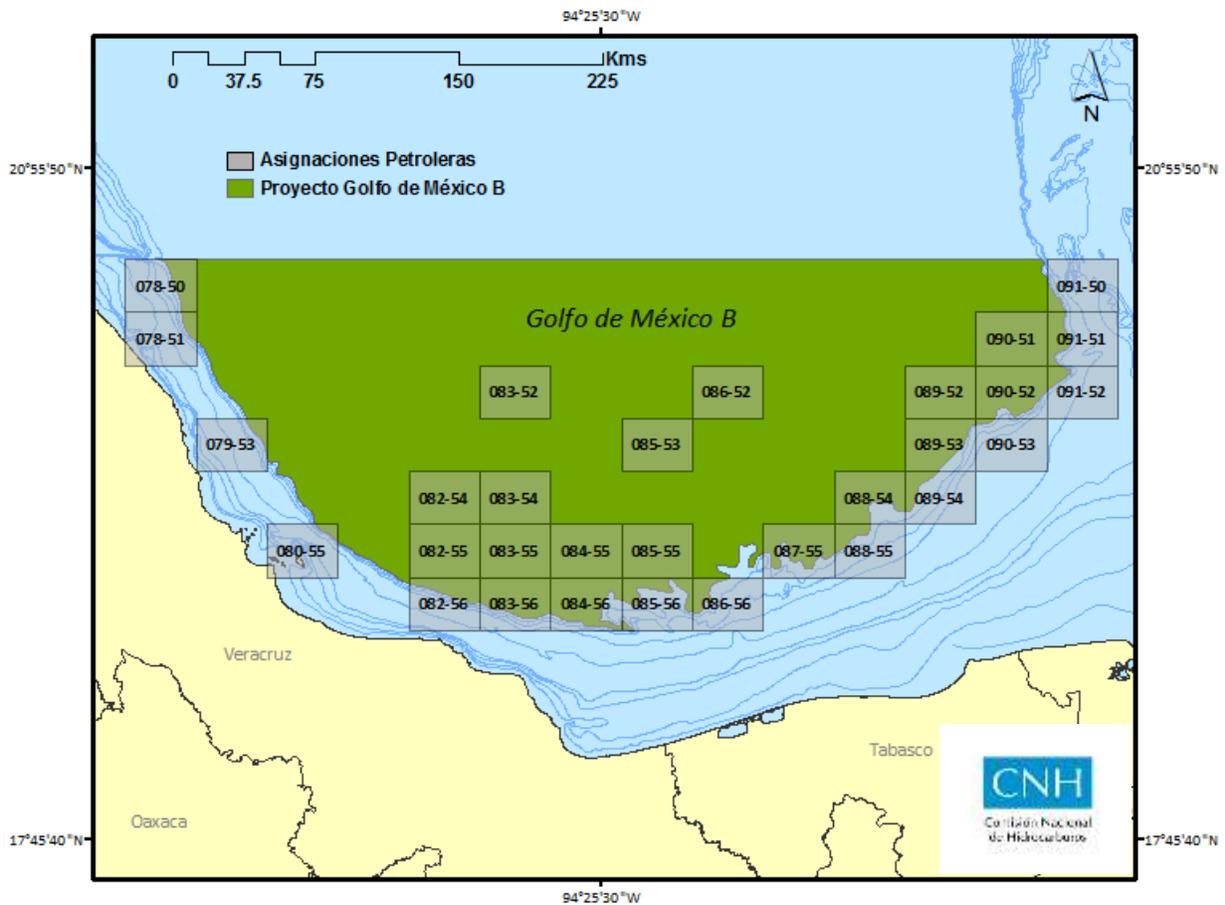


Figura 1. Ubicación del proyecto Golfo de México B.

b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el proyecto Golfo de México B tiene como objetivo de evaluar el potencial petrolero en la porción sur del Golfo de México Profundo, con la intención de incorporar reservas en el periodo que comprende de 2012 a 2026 en los plays del Terciario y Mesozoico, con un volumen que varía de 1,161 mmbpce en el percentil 10 a 6,343 mmbpce en el percentil 90 con un valor medio de 3,159 mmbpce, para lo que se requerirá una inversión exploratoria total de 113,450 millones de pesos.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación de 71 pozos exploratorios, realizar 105 estudios geológicos y adquirir 15,578 km² de sísmica 3D con la intención de evaluar el potencial petrolero y de ser factible, incorporar reservas en los plays del Terciario y Mesozoico en el periodo 2012-2026.

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 analizó la complejidad geológica, la distribución y características de los plays, la diversidad en los tipos de hidrocarburo esperados, el grado de madurez en el proceso exploratorio y el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias.
- 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 y los tirantes de agua.

En este contexto, en el Proyecto de Exploración Golfo de México B se definieron 5 áreas: Lipax, Holok, Temoa, Han y Nox-Hux, como se muestra en la Figura 2.

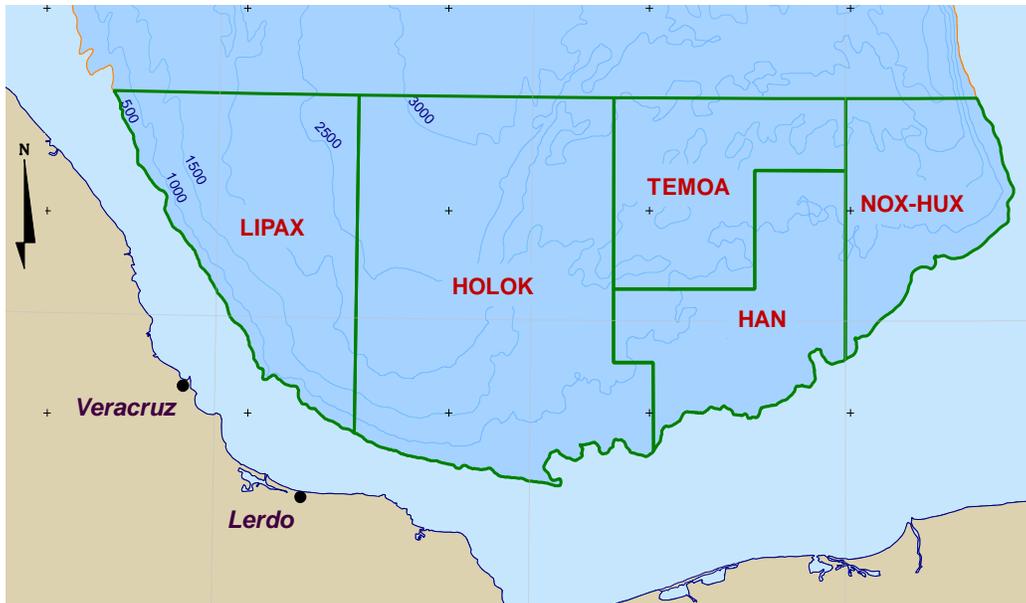


Figura 2. Áreas del proyecto Golfo de México B.

1. Lipax. Esta presenta alta incertidumbre debido a que no hay pozos exploratorios en ella; comprende la parte sur de la provincia geológica de las Cordilleras Mexicanas, el sistema petrolero fue probado por el pozo Catamat-1, ubicado al norte, en el proyecto Golfo de México Sur, que resultó productor de gas no comercial en areniscas turbidíticas del Mioceno.
2. Holok. Se ha establecido producción en areniscas turbidíticas del Mioceno Superior, Medio e Inferior en trampas asociadas a las provincias de Cordilleras Mexicanas y del Cinturón Plegado de Catemaco, los descubrimientos son: Noxal, Lakach, Lalail, Leek y Labay. En la porción oriental, dominada por la tectónica salina, se han perforado tres pozos con objetivos Plioceno Inferior, Mioceno Superior, Medio, Inferior y Eoceno, los cuales han resultados improductivos. Los pozos son: Chelem-1, Holok-1 y Kabilil-1.
3. Temoa. Los plays principales son el Jurásico y Cretácico aunque existen posibilidades en plays terciarios. El área se encuentra en la Provincia Salina del Golfo Sur y se observan pliegues contraccionales fallados, en general, esta área muestra que todos los elementos del sistema petrolero se encuentran afectados en diferentes grados por la tectónica salina. El tipo de hidrocarburo esperado es aceite pesado.

4. Han. En esta área no se han perforado pozos exploratorios por lo que presenta alta incertidumbre. El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero y pesado. El área está dominada por tectónica salina, se observan pliegues fallados y sobre-corrimientos con despegue sobre la sal, intrusiones salinas y emplazamiento de sal somera, se han identificado rellenos sedimentarios en minicuenas por evacuación de sal, además de que es posible la presencia de plays subsalinos.
5. Nox – Hux. En esta área se han perforado los pozos Nab-1 y Tamil-1, productores de aceite pesado en carbonatos de cuenca fracturados; además de Chuktah-201 y Etbakel-1, que resultaron improductivos. En esta porción del proyecto se ha determinado que los elementos de riesgo son la madurez de la roca generadora y la calidad de la roca almacén.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del Proyecto de Exploración Golfo de México B se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Lipax	1
Holok	29
Temoa	4
Nox-Hux	18
Han	19
Total	71

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del proyecto Golfo de México B, se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Distribución del volumen a evaluar.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Lipax	237
Holok	8,248
Temoa	532
Nox-Hux	2,380
Han	2,418
Total	13,814

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar con riesgo.

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a evaluar con riesgo mmbpce
Lipax	85
Holok	1,987
Temoa	92
Nox-Hux	551
Han	399
Total	3,159

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

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada. Esta alternativa tiene como estrategia en el 2012 determinar la viabilidad de los polos de desarrollo alrededor de Lakach, Piklis y Noxal dentro del área Holok, en esta área se han hecho 6 descubrimientos de gas; el área Holok abarca porciones de 3 provincias geológicas:*

- a) *Cordilleras Mexicanas, en donde se han descubierto importantes yacimientos de gas en la porción sur representados por Lakach, Labay y Piklis.*
- b) *Cinturón Plegado de Catemaco, donde se descubrieron los yacimientos de gas Noxal, Lalail y Leek, en los plays Mioceno Superior, Mioceno Medio y Mioceno Inferior.*
- c) *Provincia Salina del Golfo Sur, en la cual no se han tenido descubrimientos, el modelado geoquímico muestran condiciones favorables para acumulaciones de aceite ligero en los objetivos profundos del Paleógeno y Mesozoico. El área Holok es la que ha sido más explorada en términos de sísmica disponible, estudios exploratorios desarrollados y*

pozos perforados, lo que ha permitido disminuir la incertidumbre y acotar mejor los riesgos.

Posteriormente, a partir del 2013, la perforación exploratoria se enfoca en las áreas de aceite donde el modelado geológico-geoquímico muestra las condiciones necesarias para esperar hidrocarburos líquidos, esta actividad se iniciará en las áreas Holok y Han, debido a que se esperan aceites ligeros y posteriormente en las áreas Temoa y Nox-Hux en donde la expectativa es de aceites pesados. El tirante de agua en estas áreas varía de 500 a 3,000 m.

La actividad se iniciará en el área Holok alrededor de los límites de la provincia salina, dentro de los volúmenes sísmicos Han Sur-Oeste de Tamil, Yoka-Butub e Ixic. Estas áreas presentan complejidades geológicas que van de moderadas en las áreas que no están influenciadas por la sal, a extremas debido a la fuerte influencia de la tectónica salina sobre los elementos del sistema petrolero, por lo que la estrategia contempla partir de las áreas de menor complejidad y mayor incertidumbre y posteriormente evaluar las áreas con mayor complejidad y menor certidumbre, esta estrategia permitirá ir actualizando el estado del conocimiento de los sistemas petroleros.

En estas áreas con posibilidad de contener aceite ligero, está programada la perforación de 3 a 5 prospectos por año en el periodo 2013-2021, donde se tienen buenas expectativas de encontrar yacimientos de aceite ligero en trampas combinadas de plays terciarios y en trampas de plays terciarios y mesozoicos asociadas a la tectónica salina.

Asimismo, la estrategia seleccionada considera continuar evaluando las áreas con aceite pesado (Nox-Hux) con la perforación de 6 a 7 pozos por año en el periodo 2022-2026, en tirantes de agua que varían entre los 500 a 1,500 m y que pudieran aprovechar las instalaciones que actualmente existen hasta el área de los campos Ku-Maloob-Zaap. En particular en el área Temoa existen estructuras geológicas fuertemente afectadas por tectónica salina y con imagen sísmica deficiente que está siendo mejorada con procesos especiales de migración en

profundidad y preapilado para disminuir la incertidumbre en la definición de las trampas asociadas a cuerpos salinos, en esta área los objetivos son terciarios y mesozoicos.

Finalmente en el año 2026 se perforarán pozos en busca de yacimientos de gas seco y húmedo en las áreas Lipax y Holok con el objetivo concluir la evaluación de las Cordilleras Mexicanas.

En resumen, la opción 1 considera la perforación de 71 pozos exploratorios, en un período de 15 años (2012-2026), evaluando un recurso medio con riesgo de 3,159 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 113,450 millones de pesos, de los cuales 110,924 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,526 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 75,600 millones de pesos, con un índice de utilidad de 0.69 peso/peso.

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

Recursos a evaluar	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2026
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	1,161
media	500	210	174	166	120	90	117	107	3,159
P ₉₀	1,277	501	373	442	255	212	310	317	6,343

Alternativa 2. Esta opción contempla determinar la viabilidad en el corto plazo de los polos de desarrollo de gas no asociado, Lakach, Piklis y Noxal, en el periodo 2012-2013. El objetivo es incorporar reservas de gas en el corto plazo, y concluir la evaluación del potencial de la provincia gasífera con una certidumbre y probabilidad de éxito geológico altas, y de esta forma planear la construcción de instalaciones de producción adecuadas.

En los años 2014 y 2015 se considera perforar 4 pozos en el área Nox-Hux evaluando objetivos cretácicos y jurásicos principalmente en búsqueda de aceite pesado, en tirantes de agua de 700 a 1,800 m, en donde se cuenta con estudios de modelado de sistemas petroleros y plays. Esto permitirá continuar la evaluación de las áreas de menor incertidumbre y riesgo de aceite pesado

asociadas al descubrimiento de Tamil realizado en 2008. Esta opción aprovechará la infraestructura más cercana de los campos Ku, Maalob y Zaap.

En el periodo 2015-2022, se llevará a cabo la evaluación de la zona de aceites ligeros en las áreas Holok y Han, alrededor de los límites de la provincia Salina del Golfo Sur, dentro de los volúmenes sísmicos Han Sur-Oeste de Tamil, Yoka-Butub e Ixic. Estas áreas presentan complejidades geológicas que van de moderadas en las áreas que no están influenciadas por la sal, a extremas debido a la fuerte influencia de la tectónica salina sobre los elementos del sistema petrolero, por lo que la estrategia contempla partir de las áreas de menor complejidad y mayor incertidumbre y posteriormente evaluar las áreas con mayor complejidad y menor certidumbre, esta estrategia permitirá ir actualizando el estado del conocimiento de los sistemas petroleros.

En estas áreas con posibilidad de contener aceite ligero, está programada la perforación de 3 a 7 prospectos por año en el periodo 2015-2025, donde se tienen buenas expectativas de encontrar yacimientos de aceite ligero en trampas combinadas de plays terciarios y en trampas de plays terciarios y mesozoicos asociadas a la tectónica salina.

Finalmente en el año 2026 se perforarán pozos en busca de yacimientos de gas en las áreas Lipax y Holok para concluir la evaluación de las Cordilleras Mexicanas.

En resumen, la opción 2 considera la perforación de 66 pozos exploratorios en un periodo de 15 años (2012-2026), evaluando un recurso medio con riesgo de 3,048 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 110,016 millones de pesos, de los cuales 107,489 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,526 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 71,919 millones de pesos, con un índice de utilidad de 0.66 peso/peso.

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

Recursos a evaluar	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2026
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	1,218
media	500	210	150	103	235	120	127	117	3,048
P ₉₀	1,277	501	427	322	553	255	292	310	6,002

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 2012 – 2026 en el proyecto es de 113,450 millones de pesos, de los cuales 110,924 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 2,526 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

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

Tabla 6. Inversiones exploratorias (mm pesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2026
Inversión exploratoria	6,337	6,425	5,209	6,583	5,238	4,305	6,410	7,693	113,450
Estratégica	5,895	5,990	5,079	6,453	5,112	4,178	6,283	7,567	110,924
Pozos ^(a)	4,936	5,402	4,589	6,314	4,926	4,074	6,253	7,529	108,038
Estudios geofísicos	731	378	430	78	125	52	0	0	1,794
Sísmica ^(b)	365	142	430	78	125	52	0	0	1,192
Electromagnéticos	365	236							602
Estudios geológicos ^(c)	228	210	61	61	61	52	31	38	1,091
Operacional	442	436	130	130	126	127	126	126	2,526

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

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

(b) Incluye la inversión de procesos sísmicos.

(c) Incluye la inversión de estudios metoceanicos

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2060
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	2,229	193,770
media	0	0	0	0	0	0	5,127	16,997	318,514
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	9,671	37,917	515,036

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2060
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	133,732
media	0	0	0	0	0	0	0	700	211,092
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	1,675	354,746

f) Indicadores económicos

La evaluación del proyecto de exploración Golfo de México B analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

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

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	unidad	Alternativa 1
Costo de descubrimiento	usd/bpce	2.78
VPN	mmpesos	75,600
VPN/VPI	pesos/pesos	0.69
Recursos prospectivos	mmbpce	3,158

V. Procedimiento de dictaminación

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. 512.552-10 respecto de las asignaciones denominadas: 206, 210, 214, 218, 243, 247, 265, 1213, 1447, 1528, 1575, 1608, 1609, 1610, 1611, 1614, 1615, 1616, 1618, 1619, 1620, 1621, 1622, 1623 y 1624, que la Sener considera como áreas 091-50, 091-51, 091-52, 090-53, 090-52, 089-54, 086-56, 087-55, 080-50, 078-51, 079-53, 078-50, 089-53, 088-54, 088-55, 083-56, 090-51, 082-56, 084-56, 082-55, 083-55, 085-56, 084-55, 085-55 y 086-52, así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 082-54, 083-52, 083-54, 085-53 y 089-52.

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-975/2010, PEP-001/2011, SPE-GRHYPE-022/2011, SPE-47/2011, SPE-GRPE-1-26/11, SPE-GRHYPE-029/2011, SPE-87/2011, SPE-105/2011, SPE-GRPE-1-32/2011, GRPE-035/11 y SPE-632/11, relacionados con los temas de seguridad industrial, ambiental, evaluaciones económicas, clases de costos y cumplimiento a disposiciones en aguas profundas. Así como el oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos y el oficio SPE-GRR-221/2011 recibido en la CNH el 9 de noviembre del 2011, relacionado con la información sobre la estructura para la atención a derrames y tiempos estimados de atención a respuesta del proyecto Golfo de México B.

Producto del análisis de la información antes mencionada, se consideró necesario solicitar el replanteamiento del alcance del proyecto, a efecto de contar con una visión más acertada del mismo, para lo cual se llevaron a cabo reuniones de trabajo entre la SENER, la Comisión y Pemex, a través de PEP. Derivado de los acuerdos alcanzados en las mismas, PEP documentó el Proyecto Golfo de México B, remitiendo el informe técnico económico del proyecto referido, mediante oficio No. SPE-433/2011, recibido en la Comisión el 26 de julio de 2011

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico - económica del proyecto; proporcionada por PEP, 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 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	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	

a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Suficiente	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
Insuficiente	Comentario: Independientemente de que las actividades hayan estado avaladas por Cantarell, se requiere colocar en el documento lo que se ha estado documentando en Cantarell acerca del Proyecto Golfo de México B.
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 Cantarell 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).	
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:
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:
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: Se recibió información complementaria a solicitud de la Comisión para avalar de manera completa la componente ambiental de este proyecto.

b) Consistencia de la información.

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

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

permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de 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 Golfo de México B, 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) Las alternativas presentadas son acordes a la actividad exploratoria que se presenta para el proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda la incorporación de análisis de tecnologías subsalinas, que apoyen en hacer una mejor estimación de volúmenes (recursos prospectivos) debidas a la complejidad estructural y estratigráfica presentes en el área.
- b) El proyecto requiere ser administrado de acuerdo con las mejores prácticas internacionales para apoyar a su buen desempeño. Estos plays subsalinos revisten gran importancia debido a los descubrimientos de campos gigantes en países como EUA y en Brasil. Existen ejemplos con características similares de los cuales se puede adoptar la manera en la que han sido explorados.
- c) 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 exploratorio Golfo de México B están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el proyecto de explotación Cantarell. Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración del proyecto Cantarell. Lo anterior, reducirá carga financiera al Proyecto Cantarell 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) Debido a la complejidad en los proyectos en aguas profundas, se requiere estudiar la factibilidad de crear una filial o filiales que apoyen a Pemex en el desarrollo y explotación del proyecto.

- c) En la Tabla 10 se muestran las probabilidades geológicas de las oportunidades o pozos presentada por Petróleos Mexicanos. Como se puede notar las probabilidades geológicas son características de un proyecto de Evaluación de Potencial, por lo que es necesario que los resultados obtenidos de pozos y estudios se incorporen lo más oportunamente posible, con el objetivo de contar con información actualizada que permita evaluar y en su caso incorporar volumen de hidrocarburos con mayor certidumbre. Lo anterior, representa un área de oportunidad estratégica para continuar explorando con tecnología de vanguardia, aplicada a la interpretación de información geológica-geofísica y a la perforación de pozos exploratorios; con el propósito de descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos.

Tabla 10. Probabilidad geológica de las oportunidades.

Localización	Objetivos	Probabilidades					
		Cierre	Roca generadora	Roca almacén	Sincronía y migración	Sello	Geológica
Ahal-1	1	0.80	0.70	0.65	0.80	0.70	0.20
Ahawbil-1	1	1.00	1.00	0.95	0.90	0.80	0.68
Ahawbil-1	2	0.95	1.00	0.60	0.80	0.80	0.36
Ahawbil-1	3	0.90	1.00	0.50	0.80	0.70	0.25
Ajaw-1	1	0.70	0.90	0.60	0.90	0.70	0.24
Alaaha-1	1	0.65	0.60	0.60	0.80	0.70	0.13
Alaaha-1	2	0.65	0.65	0.65	0.80	0.70	0.15
Alkawak-1	1	0.60	0.50	0.70	0.80	0.80	0.13
Alkawak-1	2	0.60	0.50	0.70	0.80	0.80	0.13
Aloltah-1	1	0.80	0.75	0.70	0.80	0.80	0.27
Aloltah-1	2	0.80	0.80	0.70	0.80	0.80	0.29
Atal-1	1	0.90	1.00	0.80	0.85	0.68	0.42
Bahal-1	1	0.75	0.90	0.65	0.85	0.70	0.26
Bahal-1	2	0.75	0.90	0.65	0.85	0.70	0.26
Batabil-1	1	0.65	0.80	0.65	0.75	0.70	0.18
Be-1	1	0.60	0.80	0.60	0.75	0.40	0.09
Be-1	2	0.60	0.80	0.60	0.75	0.65	0.14
Bisba-1	1	0.90	0.55	0.80	0.90	0.75	0.27
Bisba-1	2	0.85	0.50	0.70	0.90	0.75	0.20
Boholche-1	1	0.65	0.70	0.70	0.70	0.70	0.16
Bulkabil-1	1	0.70	0.65	0.70	0.75	0.70	0.17
Bulkabil-1	2	0.70	0.65	0.70	0.75	0.70	0.17
Chaltun-1	1	0.90	0.90	0.65	0.90	0.70	0.33
Chaltun-1	2	0.80	0.85	0.65	0.90	0.80	0.32
Chanab-1	1	0.85	0.65	0.70	0.70	0.90	0.24
Chanab-1	2	0.85	0.65	0.70	0.70	0.90	0.24
Chayul-1	1	0.70	0.70	0.60	0.80	0.70	0.16
Chayul-1	2	0.70	0.70	0.60	0.80	0.70	0.16
Chayul-1	3	0.70	0.70	0.60	0.80	0.70	0.16
Chel-1	1	0.70	0.90	0.70	0.80	0.70	0.25
Chel-1	2	0.70	0.90	0.60	0.80	0.70	0.21
Chinam-1	1	0.70	0.80	0.60	0.80	0.56	0.15
Ekelek-1	1	0.60	0.90	0.60	0.70	0.70	0.16

Localización	Objetivos	Probabilidades					
		Cierre	Roca generadora	Roca almacén	Sincronía y migración	Sello	Geológica
Chinam-1	1	0.70	0.80	0.60	0.80	0.56	0.15
Ekelek-1	1	0.60	0.90	0.60	0.70	0.70	0.16
Han-1	1	0.65	0.80	0.65	0.80	0.70	0.19
Hanalkan-1	1	0.65	0.70	0.65	0.75	0.60	0.13
Hem-1	1	0.60	0.70	0.70	0.75	0.70	0.15
Hem-1	2	0.60	0.70	0.70	0.75	0.70	0.15
Hum-1	1	0.60	0.65	0.65	0.70	0.70	0.12
Hum-1	2	0.60	0.70	0.65	0.70	0.70	0.13
Hux-1	1	0.90	0.40	0.90	0.90	0.80	0.23
Hux-1	2	0.90	0.45	0.90	0.90	0.80	0.26
Hux-1	3	0.90	0.45	0.80	0.90	0.75	0.22
Hux-1	4	0.90	0.50	0.80	0.90	0.75	0.24
Itsinil-1	1	0.70	0.90	0.55	0.60	0.60	0.12
Itsinil-1	2	0.70	0.90	0.55	0.60	0.60	0.12
Itsinil-1	3	0.70	0.90	0.55	0.60	0.60	0.12
Itsinil-1	4	0.70	0.90	0.55	0.60	0.60	0.12
Ixic-1	1	0.60	0.80	0.55	0.70	0.65	0.12
Ixic-1	2	0.60	0.80	0.65	0.70	0.60	0.13
Kah-1	1	0.75	0.65	0.80	0.80	0.70	0.22
Kah-1	2	0.75	0.65	0.75	0.80	0.70	0.20
Kaix-1	1	0.65	1.00	0.60	0.80	0.49	0.15
Kajkunaj-1	1	0.72	1.00	0.80	0.75	0.75	0.32
Kambal-1	1	0.80	0.65	0.85	0.70	0.80	0.25
Kambal-1	2	0.80	0.65	0.70	0.70	0.80	0.20
Kanalil-1	1	0.60	0.90	0.55	0.60	0.56	0.10
Kanalil-1	2	0.60	0.90	0.55	0.60	0.56	0.10
Kanalil-1	3	0.60	0.90	0.55	0.60	0.56	0.10
Kichkelem-1	1	0.80	0.65	0.85	0.80	0.75	0.27
Kichkelem-1	2	0.80	0.65	0.65	0.80	0.80	0.22
Koltah-1	1	0.80	0.60	0.85	0.80	0.60	0.20
Koltah-1	2	0.80	0.60	0.75	0.80	0.70	0.20
Kunah-1	1	0.95	1.00	0.90	0.80	0.80	0.55
Kunah-1	2	0.95	1.00	0.70	0.70	0.75	0.35
Kunah-1	3	0.80	1.00	0.60	0.70	0.70	0.24
Kupche-1	1	0.80	0.50	0.75	0.80	0.80	0.19
Kupche-1	2	0.80	0.50	0.75	0.80	0.80	0.19
Kusam-1	1	0.85	0.60	0.80	0.70	0.90	0.26
Kusam-1	2	0.80	0.60	0.70	0.70	0.70	0.16

Localización	Objetivos	Probabilidades					
		Cierre	Roca generadora	Roca almacén	Sincronía y migración	Sello	Geológica
Kusam-1	2	0.80	0.60	0.70	0.70	0.70	0.16
Kuuchbil-1	1	0.80	0.60	0.65	0.75	0.65	0.15
Kuuchbil-1	2	0.80	0.60	0.65	0.75	0.65	0.15
Kuyum-1	1	0.80	0.65	0.80	0.75	0.60	0.19
Kuyum-1	2	0.80	0.65	0.80	0.75	0.60	0.19
Lakach-1001	1	0.80	0.90	0.60	0.70	0.80	0.24
Lakach-1001	2	0.80	0.90	0.60	0.70	0.70	0.21
Lakmay-1	1	0.70	0.80	0.65	0.70	0.70	0.18
Lakmay-1	2	0.70	0.80	0.65	0.70	0.70	0.18
Lakmay-1	3	0.70	0.80	0.65	0.70	0.70	0.18
Lamay-1	1	0.65	0.65	0.65	0.80	0.70	0.15
Lamay-1	2	0.65	0.65	0.65	0.80	0.70	0.15
Lekel-1	1	0.65	0.70	0.60	0.80	0.75	0.16
Lekel-1	2	0.65	0.70	0.60	0.80	0.75	0.16
Lik-1	1	0.60	0.80	0.65	0.70	0.40	0.09
Lik-1	2	0.60	0.80	0.65	0.70	0.70	0.15
Lik-1	3	0.60	0.80	0.55	0.70	0.70	0.13
Mapuli-1	1	0.90	1.00	0.75	0.80	0.70	0.38
Mapuli-1	2	0.90	1.00	0.60	0.80	0.63	0.27
Miah-1	1	0.70	0.70	0.80	0.75	0.70	0.21
Misib-1	1	0.70	0.80	0.65	0.80	0.70	0.20
Mukut-1	1	0.90	0.65	0.80	0.70	0.80	0.26
Mukut-1	2	0.80	0.60	0.65	0.75	0.80	0.19
Naajal-1	1	0.80	1.00	0.90	0.81	0.68	0.40
Nat-1	1	0.65	0.70	0.65	0.75	0.80	0.18
Nat-1	2	0.65	0.70	0.65	0.75	0.75	0.17
Nat-1	3	0.65	0.70	0.60	0.75	0.70	0.14
Nokche-1	1	0.60	0.90	0.60	0.70	0.56	0.13
Nokche-1	2	0.60	0.90	0.60	0.70	0.56	0.13
Nokche-1	3	0.60	0.90	0.60	0.70	0.56	0.13
Nox-1	1	0.90	0.50	0.85	0.80	0.90	0.28
Nox-1	2	0.90	0.50	0.80	0.80	0.90	0.26
Paxulum-1	1	0.70	0.65	0.85	0.70	0.70	0.19
Paxulum-1	2	0.80	0.65	0.75	0.70	0.70	0.19
Payum-1	1	0.70	0.80	0.60	0.75	0.60	0.15
Payum-1	2	0.70	0.80	0.60	0.75	0.60	0.15
Pikiltah-1	1	0.80	0.50	0.75	0.85	0.60	0.15
Pikiltah-1	2	0.80	0.50	0.75	0.85	0.60	0.15

Localización	Objetivos	Probabilidades					
		Cierre	Roca generadora	Roca almacén	Sincronía y migración	Sello	Geológica
Pikitbe-1	1	0.70	0.50	0.85	0.80	0.70	0.17
Pikitbe-1	2	0.70	0.50	0.80	0.80	0.70	0.16
Pul-1	1	0.60	0.70	0.70	0.75	0.70	0.15
Pupuyu-1	1	0.90	1.00	0.70	0.90	0.60	0.34
Pupuyu-1	2	0.90	1.00	0.70	0.90	0.70	0.40
Pupuyu-1	3	0.90	1.00	0.65	0.90	0.56	0.29
Sawinal-1	1	0.70	0.75	0.65	0.75	0.70	0.18
Tabascoob-201	1	0.95	1.00	0.90	0.90	0.85	0.65
Tabascoob-201	2	0.95	1.00	0.70	0.90	0.49	0.29
Tamkas-1	1	0.60	0.85	0.55	0.70	0.70	0.14
Tamkas-1	2	0.60	0.85	0.55	0.70	0.70	0.14
Tamkas-1	3	0.60	0.85	0.55	0.70	0.70	0.14
Tix-1	1	0.60	0.90	0.50	0.70	0.70	0.13
TokXik-1	1	0.70	0.70	0.80	0.75	0.40	0.12
TokXik-1	2	0.70	0.70	0.80	0.75	0.50	0.15
Tumtah-1	1	0.90	0.90	0.70	0.70	0.72	0.29
Tumtah-1	2	0.80	0.90	0.70	0.70	0.70	0.25
Tumtah-1	3	0.80	0.90	0.70	0.70	0.70	0.25
Ubah-1	1	0.65	0.70	0.65	0.75	0.70	0.16
Ubah-1	2	0.65	0.70	0.65	0.75	0.70	0.16
Wak-1	1	0.80	0.70	0.65	0.75	0.70	0.19
Wak-1	2	0.80	0.70	0.70	0.75	0.80	0.24
Wayak-1	1	0.80	0.90	0.60	0.70	0.49	0.15
Wayak-1	2	0.80	0.90	0.60	0.70	0.52	0.16
Xip-1	1	0.60	0.80	0.65	0.70	0.60	0.13
Yaan-1	1	0.60	0.75	0.65	0.70	0.65	0.13
Yaan-1	2	0.60	0.75	0.65	0.70	0.65	0.13
Yaan-1	3	0.60	0.75	0.65	0.70	0.65	0.13
Yoka-1	1	0.60	1.00	0.60	0.70	0.56	0.14
Yoka-1	2	0.60	1.00	0.60	0.70	0.56	0.14
Yoka-1	3	0.60	1.00	0.60	0.70	0.56	0.14
Yoka-1	4	0.60	1.00	0.60	0.70	0.56	0.14
Yulan-1	1	0.80	0.50	0.80	0.70	0.80	0.18
Yulan-1	2	0.80	0.50	0.80	0.70	0.75	0.17

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 con procesamientos convencionales (PSTM-pre stack time migration) y especiales (PSDM- pre stack depth migration) 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) Dados los resultados de los estudios a realizar en el proyecto y en caso de encontrar una columna litoestratigráfica con presencia de cuerpos de sal, la Comisión recomienda realizar un modelado sismológico que permita recuperar la imagen asociada a la porción dominada por tectónica salina.

- c) Pemex debe estar atento a las modificaciones sustantivas al proyecto que impliquen la necesidad de una modificación de las asignaciones petroleras correspondientes. Lo anterior, en razón de los riesgos exploratorios del proyecto. En este sentido, se requiere que Pemex revise los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios cuando tenga mayor información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo.

c) Económica.

El análisis económico de proyectos de exploración implica un mayor esfuerzo a 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) 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 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 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.

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.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	72.4	usd/barril
Precio de gas	5.8	usd/mpc
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 Golfo de México B 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 de impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	75,600
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	109,470
Relación VPN/VPI =	peso/peso	0.69
Relación beneficio costo	peso/peso	1.57

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, debido a que presenta mejores indicadores económicos, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.
- b) Dado que los indicadores de rentabilidad para ambas alternativas son similares en el proyecto Golfo de México B, se recomienda que la elección se haga con base en un plan estratégico de producción de hidrocarburos que contemple una óptima capacidad de ejecución.

- c) El proyecto genera beneficios para el operador ante cambios superiores al 10% en las principales variables (precio del crudo, pronóstico de producción y costos de operación e inversión).
- d) Dado que ambas alternativas plantean una recuperación de recursos similar, se debe considerar la estrategia y plan de ejecución para alcanzar dichas proyecciones (actividad física y montos de inversión).
- e) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, hacen referencia que para los Proyectos de Exploración son de clase III y IV para el primer año y IV y V para los siguientes, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

d) Ambiental

En la información entregada por PEMEX, se señala en materia de protección ambiental que los oficios resolutivos emitidos por SEMARNAT correspondientes a Golfo de México B se encuentran bajo el nombre del Proyecto Integral Marino de la Región Norte con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 emitido en febrero de 2005 y su respectiva modificación hecha en enero del 2006 S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06 bajo el nombre de Proyecto Kuchkabal.

En dichos resolutivos se establece que la Dirección de Impacto y Riesgo Ambiental “consideró viable el desarrollo del proyecto de manera general siempre que la empresa PEMEX Exploración y Producción cumpla con la preparación del terreno, construcción, operación, mantenimiento y abandono de las obras y actividades autorizadas de tanto el Proyecto Integral Marino de la Región Norte como del Proyecto Kuchkabal. Igualmente se establece que deberán sujetarse a la descripción contenida en la Manifestación de Impacto Ambiental, modalidad Regional y el Estudio de Riesgo, modalidad Análisis Detallado de Riesgo, de la Información Adicional y a los planos del proyecto, así como a lo dispuesto en el resolutivo y sus condicionantes, haciendo

énfasis en no incursionar en las reservas y áreas protegidas que colindan con la poligonal establecida”.

Al respecto, destaca lo siguiente:

1. Oficio Resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06 emitido en enero del 2006, determina que el Proyecto Kuchkabal es autorizado de manera condicionada hasta el año 2020, ya que el operador o promovente afirma que las áreas protegidas y reservas serán excluidas de toda actividad.
2. Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 emitido en febrero del 2005, correspondiente al Proyecto Integral Marino de la Región Norte no incluye al proyecto Golfo de México B dentro del cuadro de áreas de oportunidad ubicado en la página 11 de las 45 que abarca el oficio; y, que la modificación no indica en ninguna de sus 26 páginas el nombre de Golfo de México B.

Para el procedimiento de verificación ambiental, la CNH obtuvo y analizó los oficios resolutivos señalados por Pemex de la página web de la SEMARNAT, así como la revisión de la información proporcionada mediante el Oficio No. SPE-369/2011.

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 Golfo de México B.
- b) La CNH sugiere necesaria una actualización de los oficios S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 y S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06 para brindar transparencia y claridad al proyecto Golfo de México B.

- c) El oficio resolutivo de referencia recomienda que por la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental.
- d) La CNH recomienda homologar el nombre de este proyecto con el fin de otorgarle congruencia al oficio expedido por la SEMARNAT y al documento presentado por PEMEX. Asimismo, se recomienda una relación con las coordenadas de los pozos a perforar con las coordenadas del área avalada ambientalmente para facilitar la comprensión del proyecto.
- e) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Exploración Golfo de México B está autorizado con condicionantes por los oficios resolutivos Proyecto Integral Marino de la Región Norte (S.G.P.A.-DGIRA.DEI.0306.05) hasta el año 2025 y Proyecto Kuchkabal (S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06) hasta el 2020 en el estado actual en el que se encuentra, por lo tanto cuenta con factibilidad en la componente ambiental.

e) Seguridad Industrial.

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

- **Identificación de peligros.**

Los principales riesgos asociados a la perforación exploratoria marina en aguas profundas están relacionados a la posibilidad de presentarse accidentes mecánicos, fugas, derrames de hidrocarburos, de productos químicos o fugas de gas que pongan en riesgo al personal, instalaciones y al medio ambiente; por lo cual el personal en la plataforma de perforación

cuenta con la normatividad nacional e internacional en materia de seguridad industrial y protección ambiental, tecnologías, equipo y mecanismos de prevención y control necesarios para evitar y/o minimizar eventos de esta índole.

Cada una de las actividades que se realizan en el pozo requiere de un manual de procedimientos aplicables a los procesos de perforación y terminación con la finalidad de que se lleven a cabo por parte del personal que labora en este tipo de instalaciones.

- **Evaluación de riesgos operativos.**

Con el fin de disminuir los riesgos operativos, se está aplicando la metodología VCDSE en el diseño de las etapas del proceso de perforación y terminación de los pozos, para garantizar el alcance de los objetivos geológicos y minimizar los riesgos operativos.

Además, 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 las que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente.

Como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos de sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de las normas y legislaciones aplicables a los aspectos de seguridad y protección ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales y talleres de análisis de riesgos.

Para evaluar los riesgos operativos que se pudiesen presentar durante las actividades petroleras en instalaciones marinas, es necesario analizar la información de los procesos de las instalaciones, identificando los riesgos potenciales asociados con el proyecto a ejecutar y aplicar la normatividad establecida.

Es necesario realizar reuniones con el personal involucrado y para cada proceso operativo definir su función y variables importantes, haciéndose énfasis en las posibles desviaciones que se pudieran suscitar, analizando la causa-efecto de tal desviación, los procedimientos existentes y su efectividad, así como las recomendaciones emitidas.

Una vez que se han identificado los riesgos operativos se implementan entre otros las acciones y procedimientos siguientes:

- Verificación de procedimientos de planes de contingencias.
- Uso del equipo de protección personal.
- Verificar el buen funcionamiento de sistema de detección de gases, condiciones y número apropiado de equipos de seguridad personal.
- Verificación procedimientos preventivos y de control de incendios.

Durante la perforación de un pozo exploratorio se podrían presentar contingencias por lo que se tienen planes de emergencia y dispositivos de prevención y control necesarios para prevenir riesgos que pudiesen afectar la seguridad del personal, equipos de perforación y medio ambiente en aguas profundas.

- **Seguridad Industrial en el proyecto Golfo de México B, de acuerdo a la nueva normatividad para aguas profundas.**

En el proyecto Golfo de México B se contemplan realizar trabajos de adquisición sísmica, así como la perforación y terminación de pozos. Para la ejecución de estos trabajos, PEMEX ha implementado las recomendaciones que se han emitido por los organismos reguladores internacionales y en especial lo emitido por el nuevo *Bureau of Ocean Energy Management Regulation and Enforcement* (BOEMRE) en todas sus actividades de aguas profundas especialmente en los pozos exploratorios, así mismo en México el 11 de enero de 2011 fueron emitidas las “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios (PEMEX),

para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas” que emitió la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), para cumplir con estas disposiciones PEMEX formó un grupo de especialistas que se encuentran documentando los temas solicitados por la CNH; dentro de estos temas se encuentran los siguientes:

- **Metodología para la estimación del peor escenario de derrame.**

En el documento COMERI 144, “Lineamiento para realizar Análisis de Riesgo de Procesos, Análisis de Riesgo de Ductos y Análisis de Riesgo de Seguridad Física, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, maneja el PEOR CASO como la liberación accidental del mayor inventario de material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites por toxicidad, sobrepresión o radiación térmica, de acuerdo a los criterios para definir las zonas intermedias de salvaguarda en torno a la instalación.

Pemex, dentro de sus Análisis de Riesgo de Proceso, sigue la metodología considerando el análisis cualitativo y cuantitativo determinando la severidad de las consecuencias de los escenarios de riesgos de proceso considerados como los peores casos.

Los pasos que se siguen para el desarrollo del Análisis de Riesgo y determinar los peores casos son:

- Planeación y preparación.
- Identificación de peligros y riesgos.
- Análisis de consecuencias.
- Estimación de frecuencias.
- Caracterización y jerarquización de riesgos (determinación del peor caso)
- Informe del Análisis de Riesgo de Proceso.

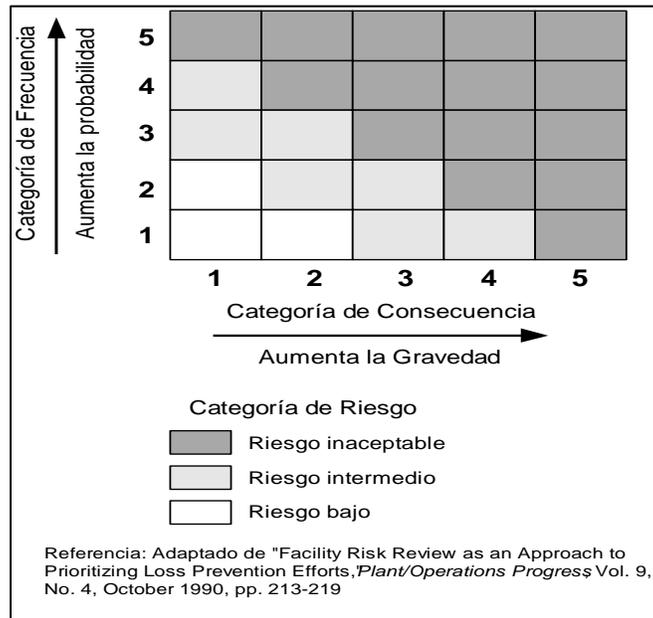
De acuerdo a lo anterior, para determinar el peor escenario se realiza un estudio de Análisis de Riesgo de Procesos, del cual como primer paso se realiza el Análisis Preliminar de Riesgos identificando, a través del análisis de accidentes histórico, los accidentes más frecuentes, sus causas y consecuencias.

Este primer paso se complementa con la aplicación de una lista de verificación basada en una normatividad (check list), lo cual identifica sistemas y equipos fuera de operación, procedimientos faltantes, y otros tópicos que pudieran considerarse como salvaguardas o recomendaciones para la de identificación de riesgos.

Como segundo paso, se realiza la identificación y evaluación de riesgos a través de técnicas como HazOp, What If, Check List, Failure Mode Effect Analysis (FMEA), etc.; una vez realizada la parte de identificación de riesgos se realiza un tercer paso que es el Análisis Cuantitativo Simplificado de los Riesgos consistente en la revisión de riesgos de la instalación a través de la técnica FRR (Facility Risk Review), una revisión detallada de frecuencias y de consecuencias. El FRR identifica escenarios de accidentes potenciales y utiliza categorías de consecuencias y frecuencias para clasificarlos. Basados en las frecuencias y las consecuencias asignadas, se asigna una categoría de riesgo a cada accidente. Los resultados de un estudio FRR se presentan tanto en una matriz como en un histograma.

Como tercer paso, una matriz de riesgos, la cual permite al equipo FRR identificar los eventos más peligrosos de manera individual. La matriz de riesgos también puede ayudar al equipo a identificar aquellos eventos de alto riesgo que requieren acción inmediata.

Figura 3. Matriz de riesgo hipotético.



El cuarto paso es el Análisis Cuantitativo de los Riesgos Críticos Identificados, esto se lleva a cabo a través del Análisis de Consecuencias y el Análisis Detallado de Frecuencias.

El Análisis de Consecuencias involucra:

1. La caracterización de la fuente de la fuga/derrame de material o energía asociada con el riesgo analizado.
2. La determinación o estimación (utilizando modelos y correlaciones) del transporte de material y/o la propagación de energía en el medio ambiente.
3. La identificación de los efectos de la propagación de la energía o del material.
4. La cuantificación de los impactos en el personal, la población, el medio ambiente, la producción y el equipo/instalación.

El análisis detallado de frecuencias involucra la estimación de la probabilidad o la frecuencia de cada una de las situaciones no deseadas identificadas en la evaluación de riesgos. La estimación de frecuencias de eventos poco comunes involucra:

1. La determinación de las combinaciones más importantes de fallas y de circunstancias que puedan causar los accidentes.
2. El desarrollo de la información acerca de los datos de falla a partir de las fuentes de información disponibles en la industria y en la instalación.
3. El uso de modelos matemáticos probabilistas apropiados para determinar las estimaciones de frecuencia.

A través de esta metodología se determina el peor escenario (Worst Case Scenario) el cual se selecciona determinando la Magnitud de Riesgo (MR) de los escenarios críticos identificados y el o los que resulten con la mayor MR serán los peores escenarios con impactos al personal, a la instalación, al ambiente y a la imagen.

Descripción	Herramienta
Análisis preliminar de riesgos.	Análisis preliminar de riesgos.
Identificación y evaluación de riesgos en los procesos (Análisis cualitativo de riesgos en los procesos [PHA, del inglés Process Hazard Analysis]).	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué-pasa-si? • Lista de Verificación. • ¿Qué-pasa-si?/Lista de Verificación. • HAZOP. • FMEA.
Análisis cuantitativo simplificado de los riesgos identificados.	<ul style="list-style-type: none"> • FRR. • Matriz de categorización de riesgos. • Histograma de riesgos.
Análisis cuantitativo detallado de los riesgos críticos.	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de consecuencias. Para llevar a cabo el análisis de consecuencias se deben utilizar herramientas de cálculo apropiadas para los escenarios potenciales identificados (v.gr., modelos de dispersión atmosférica, modelos de radiación térmica, modelos de efectos, etc.) • Análisis de frecuencias. La frecuencia de las consecuencias de interés (fugas, rupturas, fallas de equipo, incendios, explosiones, etc.) debe evaluarse a través de la técnica más apropiada: <ul style="list-style-type: none"> a) Análisis de árbol de fallas. b) Análisis de árbol de eventos. c) Análisis de confiabilidad humana. d) Análisis de fallas con causa común. e) Análisis de eventos externos.
Administración de los riesgos Identificados en los procesos.	<ul style="list-style-type: none"> • Las recomendaciones para el control y/o la mitigación de los riesgos, pueden estar basadas en estudios de factibilidad y/o estudios de costo-beneficio basados en las siguientes herramientas: <ul style="list-style-type: none"> a) Matriz de riesgos. b) Perfil de los riesgos. c) Índice de riesgos.
Resolución e implantación de las recomendaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Resolución de las recomendaciones. • Implantación de las recomendaciones. • Mecanismo para comunicar las recomendaciones y resoluciones de los análisis de riesgos en los procesos. • Sistema de seguimiento de las recomendaciones.

De acuerdo al artículo 10 de las disposiciones, PEMEX debe dar aviso de inicio de perforación de un pozo con al menos 15 días de anticipación al inicio del movimiento de los equipos para iniciar trabajos de perforación y en este aviso se documenta, entre otros, el tema relacionado con el análisis de riesgo por pozo.

La metodología para el análisis de riesgo asociado a los pozos (donde se incluye el peor escenario) está asociada a la naturaleza de los materiales empleados, de las condiciones de operación y del entorno, de la tecnología utilizada, de la experiencia disponible durante el diseño, operación y mantenimiento del proceso productivo.

El riesgo el cual se define como el resultado de la cantidad de veces (frecuencia) que se presenta un determinado evento o desviación de un proceso, y los daños (consecuencias) que pueden generarse al presentarse éste evento; cabe aclarar que tales riesgos son manifestaciones de peligro o de desviación no deseada de un modo natural de operación, originados cuando el proceso cae fuera de sus condiciones normales operativas, o es llevado accidental o imprudencialmente fuera de los rangos establecidos en su filosofía de operación. Estas desviaciones, pueden traer la presencia de eventos no deseados, que pueden derivar en afectaciones a las personas, al medio ambiente, a la producción o a las instalaciones (negocio) y repercutir en la imagen que una instalación particular, presente con respecto a su entorno e instalaciones similares.

De acuerdo a las características operativas de la plataforma que será utilizada para perforar, al tipo de sustancias manejadas en la instalación referida, a las etapas de perforación y las características de su entorno, se estableció que la técnica más adecuada para la identificación de riesgos asociados con la operación de la Plataforma, es la técnica “¿Qué pasa si...?” (¿What if...? por sus siglas en inglés), en función de las actividades a desarrollar.

En este sentido el Grupo multidisciplinario de PEMEX, tomando como referencia el COMERI 144, determinó con base a la siguiente tabla, utilizar la técnica ¿Qué pasa si...? ya que esta puede ser

aplicada en cualquiera de las etapas de desarrollo de un proyecto. Dicha tabla 13 se presenta a continuación.

Tabla 13. Técnica ¿Qué pasa si...?.

Etapas de desarrollo del proyecto	¿Qué pasa si?	Lista de verificación	¿Qué pasa si? Lista de verificación	HAZOP	FMEA	AF Árbol de fallas	AE Árbol de eventos	ACH Análisis de confiabilidad humana	FCC Análisis de las fallas con causas común
Investigación y desarrollo	X								
Diseño conceptual	X	X	X						
Operación de unidad piloto	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ingeniería de detalle	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Construcción y arranque	X	X	X					X	X
Operación rutinaria	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Expansión o modificación	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Investigación de accidentes	X			X	X	X	X	X	X
Desmantelamiento	X	X	X						

Referencia. - Adaptado de Guidelines for Hazards Evaluation Procedures, Second Edition with Worked examples. Center for Chemical Safety Process

La técnica de identificación de riesgos ¿Qué pasa si...? (What if...?) es una metodología de tormenta de ideas donde se identifican situaciones que pueden desencadenar un evento no deseado, ocasionado por la falta de control en los aspectos operativos; identificando las posibles situaciones que en caso de ocurrir, no tienen la posibilidad de mantener una operación segura o la versatilidad de retornar a sus condiciones normales de operación.

- **Resultado de la estimación del peor escenario.**

De acuerdo a las características propias de las actividades de perforación en aguas profundas y a la metodología del análisis de riesgo, la estimación de los peores escenarios se realiza por pozo.

Pozo Nen-1.

El aviso de inicio de la perforación del pozo Nen-1 se notificó a la CNH mediante oficio PEP-SRMSO-047-2011 de fecha 20 de mayo 2011, dando cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 10 de las "disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios (Pemex), para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas".

Para la elaboración del análisis de riesgo del pozo Nen-1 con la plataforma semisumergible de perforación Centenario GR EQ. 9197 se contemplaron 148 probables desviaciones que se pudieran presentar en la plataforma, infraestructura submarina (riser, preventores y cabezal del pozo), construcción de pozo, terminación y taponamiento del pozo.

De los cuales se determinaron 17 diferentes escenarios con consecuencias importantes, siendo los escenarios No. 7,10, 12,14,16 y 17 los escenarios con mayor Magnitud de Riesgo, MR=64.

- Escenario No. 7. Descontrol de pozo por falla del sistema principal azul/amarillo del control de preventores, al perforar la cuarta etapa con TR de 16".
- Escenario No. 10. Descontrol de pozo por falla del sistema principal azul/amarillo del control de preventores, al perforar la cuarta etapa con TR de 13 5/8".
- Escenario No. 12. Descontrol de pozo por falla del sistema principal azul/amarillo del control de preventores, al perforar la sexta etapa con TR de 9 5/8".
- Escenario No. 14. Descontrol del pozo por falla de los pods (amarillo o azul).
- Escenario No. 16. Derrame por fuga del pozo en su etapa fluyente (líneas y conexiones).
- Escenario No. 17. Derrame por densidad del fluido de control inadecuado durante el taponamiento del pozo.

De acuerdo a lo anterior y en base a las referencias bibliográficas utilizadas para determinar las frecuencias, los análisis cuantitativos reflejaron como resultado un valor de 1.52×10^{-3} eventos por año para los escenarios No. 7,10, 12, 14, 16 y 17.

En conclusión al realizar el proceso para determinar la probabilidad de ocurrencia del peor escenario (Worst case) durante la perforación del pozo Nen-I, esta se determinó en un valor de 1.65×10^{-2} lo que equivale a un posible descontrol de pozo por cada 61 pozos perforados, siendo principalmente en caso de que se llegaran a presentar los escenarios 14, 16 y 17.

- **Plan de contingencia, contención y remediación en caso de derrame.**

Los Planes de Respuesta a Emergencias (PRE's) se elaboran de conformidad con la normatividad nacional vigente y lineamientos corporativos PEMEX.

Estos documentos son el resultado de un proceso de planeación de un grupo multidisciplinario, en el cual se establecen los responsables, acciones y recursos necesarios a ser aplicados coordinadamente para controlar o mitigar las consecuencias causadas por un accidente al personal, al ambiente, a las instalaciones, a la comunidad o a la imagen de la institución.

Se tienen planes de respuesta a emergencias de carácter general para Pemex Exploración y Producción y de carácter específico para la instalación.

A continuación se relacionan los planes de respuesta a emergencias aplicables a los pozos que se perforarán en el proyecto Golfo de México B.

- a. **Plan Nacional de contingencia para combatir y controlar derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas en el mar.**

Este es el documento rector a nivel nacional para definir responsabilidades, establecer la organización de respuesta, proveer información básica sobre las características de las áreas

afectadas y los recursos humanos y materiales disponibles y además sugiere líneas de acción para enfrentar incidentes contaminantes.

b. Plan MEXUS, Plan conjunto de contingencia entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América sobre contaminación del medio ambiente marino por derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas.

El plan MEXUS provee procedimientos de operación en casos de incidentes de contaminación que puedan representar una amenaza a las aguas o áreas costeras o al medio marino de la zona fronteriza entre México y los Estados Unidos de Norteamérica.

c. Plan General PEMEX de contingencia por derrames de hidrocarburos en el mar.

Este plan establece una organización permanente y la infraestructura necesaria para prevenir y dar respuesta eficaz a derrames de hidrocarburos en el mar. Así mismo, coordina las actividades de los organismos subsidiarios y empresas filiales durante un derrame y las autoridades competentes de acuerdo con lo establecido en el “Plan Nacional de Contingencia para combatir y controlar derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas en el mar”, coordinado por la Secretaría de Marina.

d. Plan de respuesta a emergencias sanitarias en la Región Marina.

En este plan se establecen los mecanismos de coordinación entre las diferentes áreas de Pemex Exploración y Producción que intervienen en la atención de la seguridad y la salud de los trabajadores en las instalaciones costa afuera, para vigilar, contener y controlar de manera oportuna y organizada cualquier eventualidad de este tipo.

e. Plan de respuesta a emergencias por huracanes en la Región Marina.

Este instrumento establece el mecanismo para la toma de decisiones para que las áreas operativas y de apoyo actúen de manera coordinada en la ejecución de acciones o medidas a seguir ante la amenaza e impacto de huracanes.

f. Plan de respuesta a emergencias de las Plataformas semisumergibles Centenario y Sea Dragon.

Estos documentos contiene el plan específico de respuesta a emergencias para la plataforma, la cual será utilizada para la perforación de los pozos del proyecto Golfo de México B. Dicho plan tiene como objeto coadyuvar en la prevención, protección, control y mitigación de pérdidas por desastres catastróficos en las instalaciones, así como garantizar la integridad física de sus trabajadores, el medio ambiente e instalaciones y acorde a la normatividad vigente.

Este instrumento contempla el nivel interno (PLANEI), los escenarios de riesgo, nivel externo (PLANEX), procedimientos de comunicación, circuitos de ayuda mutua y grupos de apoyo.

- **Infraestructura para la atención a derrames y tiempos estimados de atención a respuesta.**

PEMEX cuenta con los centros de control de derrames ubicados en las Terminales Marítimas de Árbol Grande, Tamaulipas, Dos Bocas, Tabasco y Ciudad del Carmen, Campeche.

El tiempo de respuesta a Emergencia depende de la posición de las embarcaciones de control de derrames en el momento del evento, el cual puede variar entre 6 y 10 horas.

En el contexto de la prevención y ante cualquier eventualidad que se pudiese presentar en las instalaciones petroleras costa fuera de PEP, se tiene establecido un Programa Interinstitucional de Sobrevuelos para la detección oportuna de Derrames de Hidrocarburos, en el cual participan

las Dependencias de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) y la Secretaría de Marina, minimizando los tiempos de respuesta.

- **Certificación de los BOP'S, ROV y Cementación.**

Pozo Nen-1.

La certificación de los preventores para el pozo Nen-1 está asociada a la plataforma Centenario, dicha certificación fue realizada por la compañía American Bureau of Shipping (ABS) y corresponde al certificado MS 106771.

La certificación del ROV se realiza por diferentes compañías, PEMEX Exploración y Producción contractualmente solicita a las compañías perforadoras presenten debidamente certificados los equipos que utilizaran en las operaciones de pozos en aguas profundas; para el caso del ROV las certificaciones se incluyen en la documentación del Aviso de la Perforación.

PEMEX cuenta con el procedimiento para cementación de tuberías de revestimiento Clave: PE-SP-OP-0112-2010.

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 solicita que Pemex, aunado a lo ya desarrollado, complemente el programa de identificación, análisis y evaluación de riesgos y sus mecanismos de administración conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
- c) 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.
- d) 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.
- e) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales.
- f) 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.

- g) El Proyecto Golfo de México B, presenta oportunidades o pozos para ser perforados en tirantes de agua mayores a 1,500 metros, por lo que es necesario antes de la perforación de esos pozos se cumpla la Resolución CNH.12.001/10.
- 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.

El grupo técnico de la Comisión considera que con los avances en los trabajos que está realizando Pemex para la atención a las disposiciones de seguridad industrial en aguas profundas, son suficientes para iniciar con las actividades de pozos con tirantes de agua menores a 1,500 m.

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 Golfo de México B.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen en relación con la modificación o sustitución de las asignaciones que corresponden a dicho proyecto: 206, 210, 214, 218, 243, 247, 265, 1213, 1447, 1528, 1575, 1608, 1609, 1610, 1611, 1614, 1615, 1616, 1618, 1619, 1620, 1621, 1622, 1623 y 1624, que la SENER considera como áreas 091-50, 091-51, 091-52, 090-53, 090-52, 089-54, 086-56, 087-55, 080-50, 078-51, 079-53, 078-50, 089-53, 088-54, 088-55, 083-56, 090-51, 082-56, 084-56, 082-55, 083-55, 085-56, 084-55, 085-55 y 086-52, así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 082-54, 083-52, 083-54, 085-53 y 089-52, la cual se limita a las actividades exploratorias relacionadas con el Proyecto Golfo de México B, con base en la información que fue remitida y analizada.
- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere 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 dar seguimiento a las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, y en caso de que se genere una modificación sustantiva deberá presentar el proyecto en términos de lo establecido en el artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y

explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

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

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del proyecto y la opinión técnica de las asignaciones que les corresponden, como favorable con condicionantes, lo que le permitirá dar continuidad a un proyecto en ejecución con 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) Por la importancia que conllevan en términos de la seguridad industrial y para el buen desempeño del proyecto, la Comisión solicita que la SENER integre las condicionantes a las que se refiere el apartado siguiente en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes.
- g) Especialmente para este proyecto, la Comisión solicita que la SENER exija un permiso de perforación para cada uno de los pozos que se pretendan perforar con tirantes de agua de más de quinientos.

A efecto de otorgar el permiso respectivo, se debe requerir que Pemex cumpla, con lo siguiente:

- I. La evaluación y aprobación del diseño de pozo, por parte del tercero independiente, conforme lo señalado en las fracciones I y II de la condicionante 4;
- II. La estimación del peor escenario de derrame;
- III. El plan de respuesta a derrame que contenga:
 - a. La metodología y el procedimiento de recuperación del crudo, demostrando las capacidades de Pemex para tal efecto.

- b. Plan de contención de derrames que demuestre las capacidades de contención, detallando el equipo con el que cuenta y las referencias a los contratos con terceros, incluyendo, al menos, lo relativo a lo siguiente:
 - *Capping stack.*
 - *Top hat.*
 - Remoción de escombros.
 - Inyección de dispersantes.
 - c. Certificación de lo siguiente:
 - Preventores.
 - Plataformas.
 - *Riser.*
 - Personal.
 - *ROV.*
- IV. La metodología y el procedimiento para el taponamiento y abandono del pozo.
- V. Copia de la póliza de seguro que ampare los costos contingentes asociados a contención de derrames y remediación del medio ambiente.
- h) 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) 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) 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.

- c) El proyecto Golfo de México B está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto de Explotación Cantarell a pesar de que no existen elementos geológicos o económicos que así lo justifiquen. La Comisión considera conveniente que se desagregue del proyecto Cantarell, a efecto de reducir la carga financiera a éste 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 y de los proyectos de explotación.
- d) En la documentación presentada, Pemex señaló que el proyecto Cantarell se documentó de forma integrada, sin desagregar cada uno de los proyectos exploratorios incluidos, por lo que el proyecto Golfo de México B no se encuentra detallado dentro de la documentación de Cantarell. 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, el de Golfo de México B. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente en qué proyecto se documente.

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 del Proyecto Golfo de México B 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. 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 Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto Golfo de México B, siempre y cuando el proyecto no sufra de una modificación sustantiva que obligue a ser nuevamente presentado ante CNH para un nuevo dictamen, en apego a lo establecido en la Resolución CNH.06.002/09.

1. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
2. Pemex deberá 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. Deberá 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. Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo

(tiempo, inversiones y resultados) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.

3. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de su 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. Para cada uno de los pozos que se perforen, Pemex deberá entregar un reporte derivado de la revisión y aprobación de un tercero sobre lo siguiente:
 - a) Sistemas de gestión, políticas, estándares técnicos o cualquier otro documento relacionado con el diseño del pozo y desempeño operacional que confirme que dichos sistemas y documentación reúnen los requerimientos de las buenas prácticas petroleras y de la regulación aplicable.
 - b) Diseño y programa de perforación del pozo, incluyendo el análisis de integridad del mismo constatando que es consistente con lo señalado en el inciso anterior.
 - c) La ejecución del programa de perforación y los cambios significativos respecto al diseño y programa original aprobados conforme al inciso anterior. La información señalada en el presente inciso se entregará conforme se vaya ejecutando la perforación del pozo.
5. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
6. Pemex 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.

7. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
8. El Proyecto Golfo de México B presenta oportunidades o pozos para ser perforados en tirantes de agua mayores a 1,500 metros, por lo que previo a su perforación Pemex debe cumplir con la Resolución CNH.12.001/10.
9. En términos de lo señalado en el Artículo 10 de la Resolución CNH.12.001/10, Pemex deberá dar aviso a la Comisión sobre la perforación de nuevos pozos, así como entregar información con al menos 15 días de anticipación al inicio de movimientos de los equipos para iniciar trabajos de perforación.

A este respecto, Pemex debe remitir a la Comisión la documentación que acredite lo siguiente:

- I. La evaluación y aprobación del diseño de pozo, por parte del tercero independiente, conforme lo señalado en las fracciones I y II de la condicionante 4 anterior;
- II. La estimación del peor escenario de derrame;
- III. El plan de respuesta a derrame que contenga:
 - a. La metodología y el procedimiento de recuperación del crudo, demostrando las capacidades de Pemex para tal efecto.
 - b. Plan de contención de derrames que demuestre las capacidades de contención, detallando el equipo con el que cuenta y las referencias a los contratos con terceros, incluyendo, al menos, lo relativo a lo siguiente:
 - *Capping stack*.
 - *Top hat*.
 - Remoción de escombros.
 - Inyección de dispersantes.
 - c. Certificación de lo siguiente:
 - Preventores.

- Plataformas.
 - *Riser*.
 - Personal.
 - *ROV*.
- IV. La metodología y el procedimiento para el taponamiento y abandono del pozo.
- V. Copia de la póliza de seguro que ampare los costos contingentes asociados a contención de derrames y remediación del medio ambiente.
10. 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.
11. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
12. Pemex deberá tener 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 solicita que Pemex, aunado a lo ya desarrollado, complemente el programa de identificación, análisis y evaluación de riesgos y sus mecanismos de administración conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.
13. 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, vigentes en ese momento.

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 Golfo de México B.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 206, 210, 214, 218, 243, 247, 265, 1213, 1447, 1528, 1575, 1608, 1609, 1610, 1611, 1614, 1615, 1616, 1618, 1619, 1620, 1621, 1622, 1623 y 1624, que la Sener considera como áreas 091-50, 091-51, 091-52, 090-53, 090-52, 089-54, 086-56, 087-55, 080-50, 078-51, 079-53, 078-50, 089-53, 088-54, 088-55, 083-56, 090-51, 082-56, 084-56, 082-55, 083-55, 085-56, 084-55, 085-55 y 086-52, así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 082-54, 083-52, 083-54, 085-53 y 089-52, la cual se limita a las actividades exploratorias relacionadas con el Proyecto de Exploración Golfo de México B, con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración Golfo de México B.

	Unidades		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2026	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmmpesos)	Programa	6,337	6,425	5,209	6,583	5,238	4,305	6,410	7,693	113,450	25
	(mmmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	3	3	3	3	3	3	4	4	71	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica 3D wide Azimuth	(km2)	Programa	0	0	1,000	0	2,000	0	0	0	3,000	25
	(km2)	Real										
Sísmica (Mistun-Maksua 3D)	(km2)	Programa	0	0	8,392	---	---	4,186	0	0	12,578	25
	(km2)	Real										
4.- Electromagnéticos	(Estudio)	Programa	1	1	0	0	0	0	0	0	2	25
	(Estudio)	Real										
Seguimiento												
5.- 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	1,161	NA
5.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	500	210	174	166	120	90	117	107	3,159	NA
5.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	1,277	501	373	442	255	212	310	317	6,343	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										
NA. No aplica.												

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.					