



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

**DICTAMEN DEL PROYECTO
GOLFO DE MÉXICO SUR
PRIMERA ETAPA**

DICIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	8
III. MANDATO DE LA CNH	15
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	19
A) UBICACIÓN.....	19
B) OBJETIVO	20
C) ALCANCE.....	20
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	20
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	26
F) INDICADORES ECONÓMICOS	27
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	29
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	30
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	33
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	34
A) ESTRATÉGICA.....	34
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	34
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	35
D) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	36
E) ECONÓMICA.....	37
F) AMBIENTAL.....	40
G) SEGURIDAD INDUSTRIAL.	41
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	56
VIII. CONDICIONANTES.....	60
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	65
ANEXO I.....	66
ANEXO II	67

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado con el proyecto de exploración Golfo de México Sur, Primera Etapa, así como la nueva solicitud por parte de la Secretaría de Energía sobre una nueva asignación petrolera 077-37 para perforar el pozo Caxa-1, la cual se encuentra relacionada con el proyecto antes mencionado.

El proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Golfo de México Norte, 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 075-40, 076-45, 075-42, 076-35, 075-39, 076-44, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 077-48 y 078-49 (735, 1500, 1554, 1558, 1561, 1563, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1613 y 1617), así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 078-47 y 078-48, además de la nueva asignación petrolera 077-37. Lo anterior, mediante oficio No. PEP-SRN-0994/2010, fechado el 31 de agosto de 2010 y recibido en la Secretaría el día 20 de septiembre del 2010, así como el oficio PEP-SE-1001-2011, fechado el 18 de octubre del 2011, mediante el cual solicitan la nueva asignación petrolera para el pozo Caxa-1 (077-37).

El dictamen del proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, 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), ya que es como consecuencia de éste que 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, en términos de lo siguiente:

1. Mediante oficio No. 512.DGAEEH.018/10, recibido en la CNH el 23 de septiembre del 2010, 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, y
 - Disco compacto con los archivos antes señalados.

2. Información adicional proporcionada por Pemex, mediante los oficios siguientes: SPE-839/2010, SPE-975/2010, PEP-001/2011, SPE-GRHYPE-022/2011, SPE-47/2011, GRPE-1-26/11, SPE-GRHYPE-022/2011, SPE-GRHYPE-029/2011, SPE-87/2011, SPE-105/2011, SPE-GRPE-1-32/2011, GRPE-035/11, SPE-236/2011, SPE-260/2011 y SPE-285/2011, relacionados con los temas de seguridad industrial, ambiental, evaluaciones económicas, clases de costos y cumplimiento a disposiciones en aguas profundas.

3. Oficio No. 512.470, recibido en la CNH el 31 de octubre del 2011, la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, remitió:
 - Información técnico económica del Proyecto;
 - Información técnico-económica para documentar la Asignación Petrolera 077-37, para la perforación del pozo Caxa-1.

4. Oficio No. DGAEEH.512.017-11, recibido en la CNH el 20 de diciembre del 2011, la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, remitió información complementaria al proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa.

Producto del análisis de la información antes mencionada, el Órgano de Gobierno de la Comisión acordó solicitar a Pemex y a SENER el replanteamiento del alcance del proyecto, a efecto de contar con una visión más acertada del mismo. En este sentido y en atención a los compromisos adquiridos en diferentes reuniones de trabajo entre SENER, CNH y PEP, se decidió documentar el “Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa”, por lo cual la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de Pemex Exploración y Producción (PEP), envió el informe

técnico económico del proyecto referido, mediante oficio No. SPE-286/2011, recibido en la CNH el 27 de mayo del 2011.

La Subdirección de Planeación y Evaluación de Pemex Exploración y Producción envió el oficio No. PEP-SE-GEP-1178-2011, con fecha del 25 de noviembre del 2011, relacionado con el inicio del pozo Caxa-1, el cual se encuentra dentro del proyecto de exploración Golfo de México Sur, Primera Etapa.

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

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

Justificación de la perforación del pozo Caxa-1.

La localización Caxa-1, originalmente propuesta para ser perforada en el 2015, ha sido programada para su perforación en el año 2012 debido a la estrategia exploratoria para la búsqueda de aceite ligero y conforme a los resultados obtenidos por los trabajos exploratorios en aguas profundas de la provincia de Cordilleras Mexicanas de este proyecto en el 2009 al 2011. Esta decisión ha sido respaldada por los estudios de sistemas petroleros y modelado geoquímico que indican la posibilidad de aceite ligero en el área estratégica Oreos en la cual está ubicada esta localización exploratoria. Las condiciones geológicas en que se encuentra

Caxa-1 presentan analogías con pozos exitosos perforados en los Estados Unidos, asociándose dichos entrapamientos a la presencia de sal alóctona lo cual favorece las condiciones de termicidad y entrapamiento necesarias para la generación de hidrocarburos líquidos. Esta localización, en caso de ser exitosa, abriría una cartera de oportunidades análogas cercanas a la provincia geológica del Cinturón Subsalino. En suma se tiene lo siguiente:

- La estrategia exploratoria para la búsqueda de aceite ligero.
- La actualización de los estudios de sistemas petroleros y modelado geoquímico en el área Oreos en que se encuentran ambos prospectos, a partir de los resultados obtenidos por los pozos perforados en aguas profundas de este proyecto en el 2009 y 2011. Dichos estudios favorecen a la localización Caxa-1 debido a las condiciones geológicas de entrapamiento ligadas a la presencia de tectónica salina que favorecen las condiciones de termicidad y entrapamiento necesarias para la generación de hidrocarburos líquidos y que presentan analogías con pozos exitosos perforados en los Estados Unidos. Esta localización, en caso de ser exitosa, abriría una cartera de oportunidades análogas en el sur de la provincia geológica del Cinturón Subsalino.
- La localización Sun-1, requiere mejoramiento de imagen sísmica para evaluar de forma más cuantitativa su riesgo exploratorio, por lo cual está en fase de reproceso sísmico y en actualización de su volumetría y riesgo geológico.
- La localización Caxa-1, en su actualización, presenta mejor imagen sísmica y anomalías de amplitud indicativas de gas y aceite ligero, siendo aprobada para su perforación en Abril del 2011. Esta localización cuenta con todos los requerimientos para su perforación, tales como: estudios de riesgo somero, picado denso de velocidades por tomografía, presión de poro y análisis VCD.

Programa de Sísmica.

El programa de sísmica tridimensional de la opción seleccionada, considera la adquisición de 29,058 km² en el estudio Quizini 3D, el cual se ubica dentro del área del proyecto Golfo de México Sur Primera Etapa, así como 63,900 km² distribuidos en los estudios Sable 3D, Linterna 3D, Hunapu 3D y Sayab 3D, dando un total de 92,958 Km². El periodo de

adquisición sísmica se realizará dentro del periodo 2012-2018, considerando los permisos de estudios superficiales correspondientes. Además, se aplicaran procesos sísmicos especiales (PSTM, PSDM, AVO) para documentar nuevas oportunidades exploratorias que robustecerán la cartera de localizaciones del proyecto.

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, estudios complementarios sobre prospección electromagnética y dependencia entre localizaciones para los escenarios presentados, apoyar a la identificación del mejor plan de exploración para el Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa y sobre todo en las etapas posteriores.

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que el proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, 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 Sur, Primera Etapa, 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 ya 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 Sur, Primera Etapa 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 Sur, Primera Etapa, 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 Sur Primera Etapa, derivado de la Resolución CNH.12.001/10 y de

las de juntas de trabajo entre SENER-CNH-Pemex, este último informó por medio de Oficio Núm. SPE-285/2011 recibido en esta Comisión el 27 de mayo 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 y plan de 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***

El presente dictamen sustituye al dictamen anterior de junio del 2011 para el proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, por lo cual Pemex deberá atender las condicionantes del dictamen actual.

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Exploración Golfo de México Sur, Primera Etapa, 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 Sur, Primera Etapa 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 DGAEH.512.017-11 con fecha 20 de diciembre del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto del que la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, se ubica en la zona económica exclusiva mexicana frente a la costa de los estados de Tamaulipas y Veracruz; comprende la porción occidental del Proyecto Golfo de México Sur, cubriendo un área de 49,624 Km² y colindando en su parte occidental con la isobata de 500 m, en la parte norte con el proyecto Área Perdido, al sur con el proyecto Golfo de México B y en la parte oriental con la coordenada geográfica 96°0'0". La batimetría comprende profundidades variables entre 500 y 3,700 m. (Figura 1).



Figura 1. Ubicación del proyecto Golfo de México Sur Primera Etapa.

b) Objetivo

Evaluar el potencial de aceite ligero y gas con un volumen que varía de 43 mmbpce en el percentil 10 a 1,223 mmbpce en el percentil 90, con un valor medio de 499 mmbpce, en sedimentos del Terciario, principalmente, y Mesozoico, con una inversión exploratoria total de 26,472 millones de pesos, en el periodo 2012-2018.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación de 9 pozos exploratorios, realizar 35 estudios geológicos y la adquisición de 92,958 km² en 5 estudios de sísmica 3D.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

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

Con base en lo anterior, las áreas en que actualmente se encuentra dividido el proyecto Golfo de México Sur son las siguientes (Figura 2):

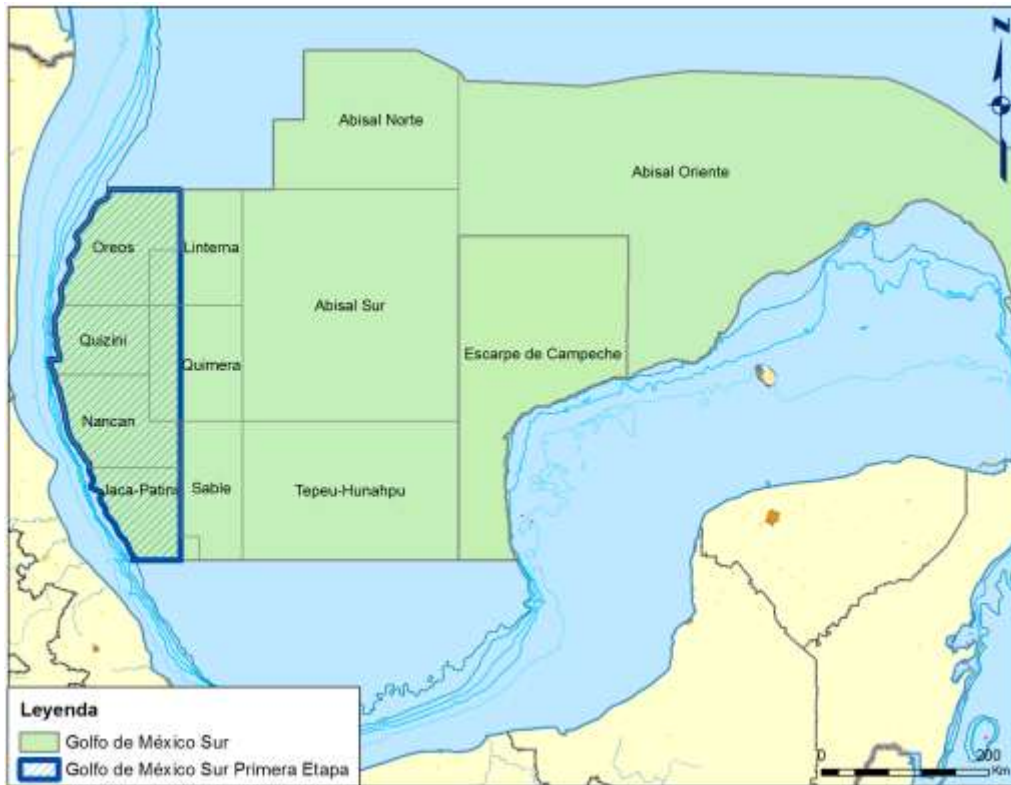


Figura 2. Áreas del proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa.

El proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa debido a su enorme extensión geográfica y considerando los modelos de depósito postulados, rasgos geológico-estructurales, tipo de trampa y objetivos a evaluar, se ha subdividido en 12 áreas.

- **Jaca-Patini**, con potencial de gas en el Neógeno y aceite ligero en el Paleógeno y Mesozoico.
- **Oreos**, con un importante potencial de acuerdo a características del sistema petrolero y a analogías de campos descubiertos en EUA, con posibilidades de aceite ligero.
- **Nancan**, con potencial de aceite ligero en plays mesozoicos, ubicación relativamente cercana a la Faja de Oro, requiere sísmica 3D para dar continuidad al modelado estructural y sedimentológico desde la Plataforma Continental.
- **Quizini**, ubicada entre las áreas de Oreos y Nancan, con tirantes de agua que van de 500 a 2,300 m, es de alta importancia por las posibilidades de encontrar aceite ligero y gas. Requiere sísmica 3D a largo plazo.

- **Sable**, con potencial muy importante de gas, requiere estudios de sísmica 3D para delimitar sus estructuras y afinar modelos sedimentarios.
- **Quimera**, tiene la mayor densidad de estructuras en el proyecto, así como una importante cantidad de evidencias de presencia de aceite en muestras del fondo marino.
- **Linterna**, comprende parte de las estructuras compresionales de las Cordilleras Mexicanas en tirantes de agua que van de 2,500 a 3,200 m. Necesita sísmica 3D a largo plazo
- **Tepeu-Hunahpu** y el **Escarpe de Campeche**, son áreas de interés para el mediano y largo plazos. Estas áreas podrían adquirir un valor estratégico con descubrimientos de hidrocarburos hacia la porción norte de la Sonda de Campeche.
- **Abisal Norte, Sur y Oriente**, con tirantes de agua mayores a 3,000 m, son arenas tabulares de distribución regular y mayor extensión en planicies abisales. Actualmente no presenta interés prospectivo dado las grandes profundidades y la poca estructuración de los depósitos hacia el depocentro de la cuenca.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Jaca-Patini	2
Oreos	7
Total	9

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del proyecto Golfo de México Sur se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Jaca-Patini	587
Oreos	2,044
Total	2,631

Los recursos prospectivos a evaluar se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Áreas del Proyecto	Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce)
Jaca-Patini	102
Oreos	397
Total	499

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

Alternativa 1. *Esta alternativa tiene como estrategia evaluar el potencial petrolero en el corto plazo 2012 - 2014, en la porción norte del proyecto Golfo de México Sur Primera Etapa, en la porción sur del área Oreos, donde se tienen mayores posibilidades de contener volúmenes importantes de aceite ligero y gas asociado relativamente cercano a la costa y sin objetivos subsalinos.*

Posteriormente, en el mediano plazo, 2015 – 2018, se continuará la evaluación en las áreas de Oreos y Jaca-Patini.

La perforación exploratoria se iniciaría en objetivos del Mioceno y Oligoceno del área Oreos debido a que el modelado geoquímico muestra condiciones favorables para acumulaciones de aceite. Esta área cuenta con información sísmica 3D que ha permitido mejorar la estimación de recursos y probabilidades de éxito.

La perforación exploratoria se tiene programada inicie en el año 2012. En el caso de tener éxito en por lo menos alguna de las 3 primeras localizaciones propuestas, parte del proyecto entraría a la etapa de incorporación de reservas y se continuaría la evaluación del potencial con las localizaciones aprobadas para perforarse en el mediano plazo.

El proyecto Golfo de México Sur Primera Etapa considera la adquisición de 20,000 Km² con el estudio Quizini programado a realizarse en el año 2013.

Adicionalmente, con el propósito de continuar la estrategia para el análisis de cuencas, plays y sistemas petroleros en otras áreas de interés del proyecto Golfo de México Sur, se tiene contemplado adquirir 63,900 km² de información sísmica tridimensional, lo cual permitirá identificar oportunidades exploratorias para continuar con la evaluación del potencial petrolífero del proyecto.

En esta alternativa 1, se consideran perforar 9 pozos exploratorios en un período de 7 años (2012-2018), evaluando un recurso medio con riesgo de 499 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 26,472 millones de pesos, de los cuales 25,828 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 644 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 29,910 millones de pesos con una eficiencia de la inversión de 0.82 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 499 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

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

Recursos a evaluar	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2018
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	43
media	66	64	84	95	102	87	66	499
p ₉₀	204	204	249	204	300	274	204	1,223

Alternativa 2. *Contempla en el corto plazo evaluar el potencial de gas no asociado en el área Jaca-Patini, con la finalidad de verificar la continuidad hacia el noroeste de los campos del área gasífera de Holok-Temoa.*

A mediano plazo, con el levantamiento sísmico Aquila 3D en el área de Oreos, se evaluarán los plays del Mioceno y Oligoceno que estructuralmente no se encuentren afectados por tectónica salina y el pronóstico de hidrocarburos es de aceite ligero.

El proyecto Golfo de México Sur Primera Etapa considera la adquisición de 20,000 Km² con el estudio Quizini programado a realizarse en el año 2013.

Adicionalmente, con el propósito de continuar la estrategia para el análisis de cuencas, plays y sistemas petroleros en otras áreas de interés del proyecto Golfo de México Sur, se tiene contemplado adquirir 63,000 km² de información sísmica tridimensional, lo cual permitirá identificar oportunidades exploratorias para continuar con la evaluación del potencial petrolífero del proyecto.

Esta alternativa considera un ritmo de perforación exploratoria moderada en el período 2012-2018. Paralelamente, con los resultados obtenidos de los pozos exploratorios a perforar, se reevaluarán las oportunidades exploratorias a fin de mejorar la estimación de los recursos y probabilidades de éxito del proyecto.

En la alternativa 2 se consideran perforar 9 pozos exploratorios en un período de 7 años (2012-2018), e incorporar una reserva media de 446 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 26,043 millones de pesos, de los cuales 25,399 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 644 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 26,697 millones de pesos con un índice de utilidad de 0.68 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 446 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a evaluar	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2018
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	57
media	102	111	63	56	27	21	66	446
p ₉₀	288	253	173	160	78	63	204	1,029

Las dos alternativas consideran la perforación de 2 pozos exploratorios, a saber, Puskon-1 y Talipau-1; la adquisición de 13,440 Km² de sísmica 3D con el estudio Tzumat 3D y la realización de 7 estudios geológicos en el año 2011.

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

Para la alternativa 1, la inversión para el horizonte 2012-2018 en el proyecto es de 26,472 millones de pesos, de los cuales, 25,828 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 644 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

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

Tabla 6. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2018
Inversión exploratoria	3,602	4,502	2,989	5,161	5,058	5,073	87	26,472
Estratégica	3,490	4,390	2,908	5,079	4,974	4,988	0	25,828
Pozos ^(a)	1,470	1,825	1,681	3,866	3,349	4,848	0	17,039
Sísmica	1,006	2,406	1,183	1,169	1,538	53	0	7,355
	846	0	0	0	0	0	0	846

Electromagnéticos

Estudios geológicos	168	159	44	44	87	87	0	589
Operacional	112	112	81	83	84	86	87	644

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

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2060
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	39,132
media	0	0	0	0	0	1,665	3,567	67,055
p ₉₀	0	0	0	0	0	4,566	10,089	116,088

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2060
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	19,084
media	0	0	0	0	0	0	244	36,476
p ₉₀	0	0	0	0	0	0	940	72,246

f) Indicadores económicos

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

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

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	unidad	Opción 1
Costo de descubrimiento	usd/bpce	3.8

VPN	mmpesos	29,910
VPN/VPI	pesos/pesos	0.82
Recursos prospectivos	mmbpce	499

V. Procedimiento de dictamen

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

A su vez, la SENER solicita a la CNH la emisión de la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, la SENER solicitó dicha opinión mediante oficio No. 512.DGAEEH.018/10, respecto de las asignaciones denominadas: 075-40, 076-45, 075-42, 076-35, 075-39, 076-44, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 077-48 y 078-49 (735, 1500, 1554, 1558, 1561, 1563, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1613 y 1617) así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 078-47 y 078-48. Así como de la asignación petrolera nueva 077-37, solicitada por la Secretaría de Energía mediante oficio no. 512.470.

Recibida la solicitud, la CNH verificó que la documentación entregada contuviera 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.

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-839/2010, SPE-975/2010, PEP-001/2011, SPE-GRHYPE-022/2011, SPE-47/2011, GRPE-1-26/11, SPE-GRHYPE-022/2011, SPE-GRHYPE-029/2011, SPE-87/2011, SPE-105/2011, SPE-GRPE-1-32/2011, GRPE-035/11, SPE-236/2011, SPE-260/2011 y SPE-285/2011, relacionados con los temas de seguridad industrial, ambiental, evaluaciones económicas, clases de costos y cumplimiento a disposiciones en aguas profundas.

Producto del análisis de la información antes mencionada, el Órgano de Gobierno de la Comisión acordó solicitar a Pemex y a SENER el replanteamiento del alcance del proyecto, a efecto de contar con una visión más acertada del mismo. En este sentido y en atención a los compromisos adquiridos en diferentes reuniones de trabajo entre SENER, CNH y PEP, se decidió documentar el “Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa”, por lo cual PEP, envió el informe técnico económico del proyecto referido, mediante oficio No. SPE-286/2011, recibido en la CNH el 27 de mayo del 2011.

a) Suficiencia de información.

Como se detalló en el apartado I del presente dictamen, para su elaboración se revisó y analizó la información técnico económica del proyecto; técnico-económica para documentar las asignaciones petroleras asociadas a dicho 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 conjunto de revisión documental, la CNH determinó

que cuenta con la suficiente información para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en la tabla siguiente:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
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 el proyecto esté avalado por el proyecto Cantarell, es necesario mostrar lo que se documentó como parte de Cantarell y corresponde a este proyecto.
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: Es necesario llevar a cabo el análisis solicitado en esta sección una vez que se incluya la información del inciso anterior.
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:

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 evaluación del potencial e incorporación de reservas y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

En este apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, 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 Pemex presenta para el proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda la incorporación de análisis de tecnologías subsalinas, las cuales apoyarían una mejor estimación de volúmenes (recursos prospectivos) debido a la complejidad estructural y estratigráfica presente 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 que Pemex incorpore, 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 Sur, Primera Etapa 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, la Comisión sugiere que Pemex estudie 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 Pemex. 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 los estudios y de los pozos exploratorios a perforar, se incorporen lo más pronto posible para reevaluar las oportunidades exploratorias a fin de mejorar la estimación de los recursos y probabilidades de éxito del proyecto.

Tabla 10. Probabilidad geológica de las oportunidades

Localización	Objetivo	Cierre	Probabilidades				Pg
			Roca Genera	Roca Almace	S. y Migración	Roca Sello	
Sun-1	1	0.80	1.00	0.60	0.80	0.49	0.19
Sun-1	2	0.80	1.00	0.60	0.80	0.53	0.20
Mayac-1	1	0.70	0.90	0.55	0.80	0.64	0.18
Mayac-1	2	0.70	0.90	0.55	0.80	0.68	0.19
Quizlni-1	1	0.70	0.80	0.55	0.75	0.70	0.16
Quizlni-1	2	0.70	0.80	0.55	0.80	0.60	0.15
Quizlni-1	3	0.70	0.80	0.55	0.80	0.68	0.17
Putzu-1	1	0.70	0.80	0.55	0.80	0.60	0.15
Putzu-1	2	0.70	0.80	0.55	0.80	0.64	0.16
Putzu-1	3	0.70	0.80	0.55	0.80	0.68	0.17
Caxa-1	1	0.80	0.90	0.60	0.80	0.60	0.21
Caxa-1	2	0.80	0.90	0.60	0.80	0.60	0.21
Tajsen-1	1	0.90	0.70	0.60	0.70	0.65	0.17
Tajsen-1	2	0.90	0.70	0.60	0.70	0.46	0.12
Tajsen-1	3	0.70	0.70	0.60	0.70	0.80	0.16
Eslipua-1	1	0.75	0.80	0.50	0.65	0.80	0.16
Eslipua-1	2	0.75	0.80	0.55	0.65	0.85	0.18
Eslipua-1	3	0.75	0.80	0.55	0.65	0.80	0.17
Jaktu-1	1	0.70	0.80	0.55	0.80	0.70	0.17
Jaktu-1	2	0.70	0.80	0.55	0.80	0.75	0.18
Jaktu-1	3	0.70	0.80	0.55	0.80	0.64	0.16
GMS_OPT_1	1	0.75	0.80	0.55	0.70	0.70	0.16
GMS_OPT_1	2	0.70	0.80	0.50	0.80	0.80	0.18

d) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio de evaluación del potencial, las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que 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*) se integren a los modelos actuales, con el fin de que Pemex esté en posibilidad 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 sísmológico que permita recuperar la imagen asociada a la porción dominada por tectónica salina.
- c) Adicionalmente, la Comisión sugiere que, de manera complementaria, se realicen estudios con métodos alternos como la prospección electromagnética, en particular los que trabajan en el dominio de la frecuencia de fuente controlada (CSEM-SBL); lo anterior, en virtud de que éstos últimos basan su respuesta en la resistividad del subsuelo, y son altamente correlacionables con la sísmica, lo que serviría para apoyar objetivos ya establecidos con la sísmica convencional, y reducir riesgos en el proyecto.
- d) 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.

e) Económica.

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

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

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

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

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

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

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

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	79.8	usd/barril
Precio de gas	5.9	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	12.76	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 Sur, Primera Etapa, es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos

		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	29,910
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	36,285
Relación VPN/VPI =	peso/peso	0.82
Relación beneficio costo	peso/peso	1.70
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d
TIR	%	21.5%

- 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) El proyecto genera beneficios para el operador ante cambios superiores al 11% en las principales variables (precio del crudo, pronóstico de producción y costos de operación e inversión).
- c) Al ser un proyecto exploratorio, el éxito está en función del conocimiento de la zona (estudios geológicos y sísmica aumentan el nivel de certidumbre y disminuyen el riesgo); según los datos de Pemex, la parte sur del área Oreos es la ubicación donde se tienen mejores oportunidades.
- d) 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.

f) Ambiental

En la información entregada por Pemex, se señala en materia de protección ambiental que el proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, se encuentra bajo el nombre del Proyecto Integral Marino de la Región Norte amparado bajo el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 emitido en febrero de 2005.

En dicho oficio resolutivo se establece que la Dirección de Impacto y Riesgo Ambiental de la SEMARNAT “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 del Proyecto Integral Marino de la Región Norte. Asimismo 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:

- a) El oficio resolutivo de referencia recomienda que por la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental. La Comisión está de acuerdo con dicha sugerencia y fue uno de los motivos por los que se solicitó el replanteamiento del proyecto original.
- b) El Proyecto de Exploración Golfo de México Sur, Primera Etapa, está autorizado con condicionantes por el oficio resolutivo Proyecto Integral Marino de la Región Norte S.G.P.A.-DGIRA.DEI.0306.05 hasta el año 2025 en el estado actual en el que se encuentra.
- c) 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 Sur, Primera Etapa.
- d) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen

Para brindar transparencia al proyecto y retroalimentar a las diversas dependencias gubernamentales competentes en el tema, la CNH recomienda que el oficio S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05, correspondiente al Proyecto Integral Marino de la Región Norte, se actualice en horizonte y clarificación de actividades.

g) 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.
- Verificación de procedimientos de planes de contingencia.

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 Sur, Primera Etapa, de acuerdo a la nueva normatividad para aguas profundas.**

En el proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa 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.**

Pemex señala que 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” refiere 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:

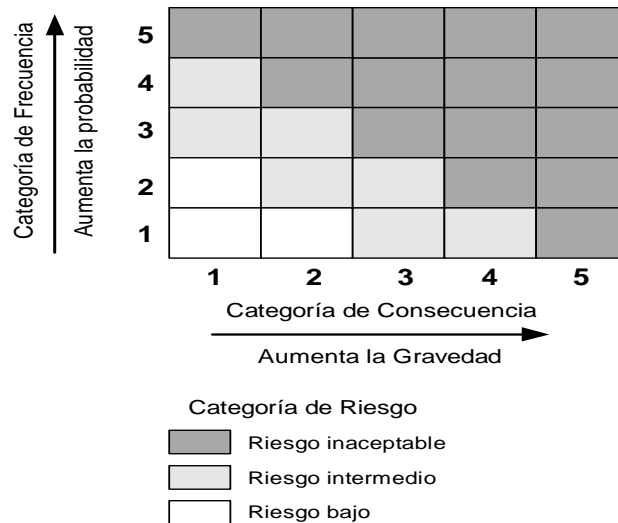
- Planeación y preparación.
- Identificación de peligros y riesgos.
- Análisis de consecuencias.
- Estimación de frecuencias.
- Caracterización y jerarquización de riesgos (determinación del peor caso)
- Informe del Análisis de Riesgo de Proceso.

De acuerdo con lo anterior, primero se realiza el Análisis Preliminar de Riesgos en el que se identifican, 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*), para detectar sistemas y equipos fuera de operación, procedimientos faltantes, y otros tópicos que pudieran considerarse como salvaguardas o recomendaciones para la 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). El tercer paso, el Análisis Cuantitativo Simplificado de los Riesgos, consiste en la revisión de riesgos de la instalación a través de la técnica *Facility Risk Review* (FRR), una revisión detallada de frecuencias y de consecuencias. El FRR identifica escenarios de accidentes potenciales y utiliza categorías de consecuencias y frecuencias para clasificarlos; basado en lo anterior, 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.

Una matriz de riesgos permite al equipo FRR identificar los eventos más peligrosos de manera individual. La matriz de riesgos también puede ayudar a identificar aquellos eventos de alto riesgo que requieren acción inmediata.



Referencia: Adaptado de "Facility Risk Review as an Approach to Prioritizing Loss Prevention Efforts," *Plant/Operations Progress* Vol. 9, No. 4, October 1990, pp. 213-219

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, y
- (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 se refiere a:

- (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, y
- (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: <ol 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

	<p>la mitigación de los riesgos, pueden estar basadas en estudios de factibilidad y/o estudios de costo-beneficio basados en las siguientes herramientas:</p> <p>a) Matriz de riesgos. b) Perfil de los riesgos. c) Índice de riesgos.</p>
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 con el artículo 10 de las disposiciones, PEMEX debe dar aviso del 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; a las condiciones de operación y del entorno; a la tecnología utilizada, y a la experiencia disponible durante el diseño, operación y mantenimiento del proceso productivo.

El riesgo, definido 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 este 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 con 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, Pemex 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...?), en función de las actividades a desarrollar.

En este sentido el Grupo multidisciplinario de Pemex, tomando como referencia el COMERI 144, determinó utilizar la técnica ¿Qué pasa si...?, ya que ésta puede ser aplicada en cualquiera de las etapas de desarrollo de un proyecto. Dicha tabla se presenta a continuación.

ETAPA 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 la 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.

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

De acuerdo con 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 Puskón-1

Para el análisis de riesgo del pozo Puskón-1 se contemplaron 362 probables desviaciones en las diferentes etapas del programa de perforación y eventos de interés en la geología, diseño de preventores, instalación, condiciones meteorológicas adversas y daños externos. Se

determinaron 231 diferentes escenarios donde el que corresponde al peor evento en el pozo Puskón-1 es Manifestación-Descontrol en perforación, ocasionado por falla del control primario en presencia de hidrocarburos. Las causas de dicha falla son la pérdida de densidad o aligeramiento del lodo (causas geológicas u operativas) durante la perforación, falla de reposición en viajes, pérdida de circulación, pérdida de bombeo en periodos críticos (incluido *black out*) y mala calidad de cementación en terminación de etapas combinado con aligeramiento del lodo, aunado a la falla del control secundario ocasionada por la falla de desviación del flujo con diverter, fuga superficial, falla del cierre de preventores, fuga superficial, falla de instalación válvula de pie (viajes), fuga superficial, falla de regulación de presión con estranguladores (después de cerrar pozo) y fuga submarina. Las consecuencias respectivas son el descontrol, formación de nube tóxica, incendio, explosión, derrame en superficie y derrame submarino.

La probabilidad de descontrol de pozo obtenida fue de $2.40E-02$ /pozo lo que equivale a un descontrol de pozo cada 42 pozos perforados.

Pozo Talipau-1

Para el análisis de riesgo del pozo Talipau-1 se contemplaron 179 probables desviaciones en la plataforma, infraestructura submarina (riser, preventores y cabezal del pozo), construcción de pozo, terminación del pozo y taponamiento. Se determinaron 59 diferentes escenarios con consecuencias importantes, siendo los escenarios No. 6 Manifestación y descontrol del pozo, en la etapa de taponamiento; No. 21 Falla del conjunto de preventores durante el control del pozo, en la etapa de perforación; y No. 28 Fuga y descontrol de pozo, en la etapa de terminación, los escenarios con mayor magnitud de riesgo (MR)=64.

Pozo Caxa-1.

En el Análisis de Proceso para la Plataforma Semisumergible de Perforación Bicentenario EQ. 9184 en el Pozo Exploratorio CAXA-1 (pozo Aceitero), se obtuvo un total de 140 peligros de la metodología aplicada (What If...?) en la cual se evaluó el posicionamiento de la plataforma, las etapas de perforación y terminación.

De este análisis se obtuvieron 14 escenarios de riesgo de los cuales: 6 son de Tipo "B" (1, 2, 4, 6, 9 y 12) y 8 son Tipo "A" (3, 5, 7, 8, 10, 11, 13 y 14), mismos que fueron rejerarquizados al calcular frecuencias mediante árboles de fallas y modelar consecuencias con apoyo del Software OilMap para los Escenarios 8, 11 y 14, el resto de los escenarios se simularon con ayuda del Software PHAST 6.6, no hubo reposicionamiento de ninguno de ellos, quedando todos en las condiciones establecidas en primera instancia.

Para la simulación de derrame de hidrocarburo se utilizó el software Oilmap versión 4.6, el cual está diseñado para predecir el movimiento y transporte de derrames de hidrocarburos en la superficie del mar. Se consideró como punto de derrame las coordenadas del pozo a nivel superficial.

Los parámetros del derrame fueron proporcionados a partir de los resultados de los escenarios 8, 11 y 14 que se podría registrar en el pozo, considerando un derrame continuo por un periodo de 30 días. Para este caso concreto se estimó un derrame de 32,400 bpd (con base en el estudio VCD2/ del pozo), lo que corresponde a un total de 972,000 bls en un periodo de 30 días. Las modelaciones se realizan asumiendo que no existe recuperación física del hidrocarburo.

Es importante considerar, que dado que se considera como el peor escenario, las condiciones utilizadas para la simulación son extremas y asumen un descontrol de pozo que lo deja abierto por un periodo de 30 días, sin considerar la aplicación de sistemas de control y recuperación.

De acuerdo a la rejerarquización, los escenarios 7, 8 (quinta etapa), 10, 11 (sexta etapa) y 13, 14 (terminación del pozo), son los Escenarios de Mayor Riesgo identificado como Descontrol del pozo por falla del sistema de control de preventores; teniendo este como consecuencias mayores Explosión y Derrame.

Por otra parte, el error humano es un factor presente en el desarrollo del proceso de perforación por lo que es importante establecer programas de capacitación efectivos y apropiados para todas las categorías involucradas en la Plataforma Semisumergible de Perforación Bicentenario EQ. 9184; debido a que no es un equipo convencional de perforación, y como tal requiere actualización constante del personal encargado de todas las actividades que realiza la instalación.

Por lo que se recomienda el cumplimiento en tiempo y forma a los programas de mantenimiento de todos los equipos que componen la Plataforma Semisumergible de Perforación Bicentenario EQ. 9184, a fin de garantizar la correcta operación de los mismos durante el tiempo establecido de los contratos.

- **Descripción del 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 de 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 cuenta con planes de respuesta a emergencias de carácter general para PEP 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 Sur, Primera Etapa.

- 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 Norte.** 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 Plataforma semisumergibles MAX SMITH y BICENTENARIO.** 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 Sur, Primera Etapa. 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 o respuesta.**

PEMEX señala que 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.

Los tiempos de respuesta a Emergencia en caso de derrame son aproximadamente 48 hrs. tanto de Dos Bocas como de Cd. del Carmen y de 10 hrs. de Árbol Grande.

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

- **Avance en la certificación de elementos como BOP y cementación.**

Pozo Talipau-1

La certificación de los preventores para el pozo Talipau-1 está asociada a la plataforma Bicentenario, realizada por la compañía Det Norske Veritas (DNV) y corresponde al certificado MSL 08-2211.

Pemex solicita contractualmente a las compañías perforadoras que presenten debidamente certificados los equipos que utilizarán 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 Sur, primera etapa, 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.

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 Golfo de México Sur, Primera Etapa.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 075-40, 076-45, 075-42, 076-35, 075-39, 076-44, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 077-48 y 078-49 (735, 1500, 1554, 1558, 1561, 1563, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1613 y 1617) así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 078-47 y 078-48, y la nueva asignación petroleras solicitada por la Secretaría de Energía 077-37, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, 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 deberá vigilar que las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, no generen modificación sustantiva de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre 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 y la opinión técnica como favorable con condicionantes, lo que le permitirá 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. 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 metros.

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 Sur, Primera Etapa, 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 Sur, Primera Etapa 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 Sur, Primera Etapa. 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 favorable del Proyecto Golfo de México Sur Primera Etapa 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.

El presente dictamen sustituye al dictamen anterior de junio del 2011 para el proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, por lo cual Pemex deberá atender las condicionantes del dictamen actual.

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

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

1. 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 Sur, Primera Etapa 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 Golfo de México Sur, Primera Etapa.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 075-40, 076-45, 075-42, 076-35, 075-39, 076-44, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 077-48 y 078-49 (735, 1500, 1554, 1558, 1561, 1563, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1613 y 1617) así como las asignaciones petroleras para nuevas actividades 078-47 y 078-48, así como de la nueva asignación petrolera solicitada por la Secretaría de Energía 077-37, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa, con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto Golfo de México Sur Primera Etapa.

Proyecto de Exploración Golfo de México Sur Primera Etapa											
	Unidades		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2012-2018	% Variación
Modificación Sustantiva											
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	3,602	4,502	2,989	5,161	5,058	5,073	87	26,472	25
		Real									
1.- Pozos	(número)	Programa	1	1	1	2	2	2	0	9	25
		Real									
2.- Sísmica	(km2)	Programa	29,058	20,000	13,500	13,300	17,100	0	0	92,958	25
		Real									
Seguimiento											
1.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	43	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	66	64	84	95	102	87	66	499	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	204	204	249	204	300	274	204	1,223	NA
		Real P10									
		Real P50									
		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.					