



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN TAMPICO-MISANTLA-SUR DE BURGOS

FEBRERO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	11
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	15
A) UBICACIÓN.....	15
B) OBJETIVO	16
C) ALCANCE.....	16
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	16
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTO DE OPERACIÓN.....	22
F) INDICADORES ECONÓMICOS	23
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	24
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	25
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	27
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	28
A) ESTRATÉGICA.....	28
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	28
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	28
B) MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	31
C) ECONÓMICA.....	32
D) AMBIENTAL.....	35
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.	38
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
VIII. CONDICIONANTES.....	45
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	49
ANEXO I.....	50
ANEXO II	51

I. Introducción

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

El Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto de exploración desarrollado por el Activo de Exploración Golfo de México Norte y cuyas inversiones están avaladas por el proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), 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: 375, 377, 380, 382, 713, 714, 786, 787, 1072, 1073, 1074, 1467, 1468 y 1469, que la SENER considera como áreas 073-36, 073-37, 073-38, 073-39, 072-34, 072-35, 073-34, 073-35, 074-37, 074-38, 074-39, 074-34, 074-35 y 074-36 mediante oficio No. PEP-SRN 0121/2011, fechado el 02 de febrero de 2011 y recibido en la Secretaría el día 16 de marzo del 2011.

El dictamen del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos fue elaborado en el marco de lo dispuesto por los artículos 12 y Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), y con base en éste, se emite la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

Para la elaboración del dictamen la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Pemex-Exploración y Producción (PEP), así como los alcances de información adicional sobre los proyectos, presentados a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.101-11 recibido en la CNH el 16 de marzo de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), remitió:

- Información técnico económica del Proyecto.
- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Información adicional proporcionada por Petróleos Mexicanos, relacionada con la clase de costos del Proyecto, mediante oficio No. SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011; evaluaciones económicas, mediante el oficio SPE-GRHYPE-029/2011, recibido en la CNH el 14 de febrero del 2011, así como con la componente ambiental de los proyectos, mediante oficio SPE-515/2011 recibido en la CNH el día 8 de septiembre de 2011.

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

- a. Datos generales del proyecto.
- b. Descripción técnica del proyecto.
- c. Estrategia Exploratoria.
- d. Diseño de las actividades de exploración.
- e. Plan de ejecución del proyecto.
- f. Seguridad industrial.
- g. Medio ambiente.

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de Exploración***

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

En el documento presentado por Pemex se señala que debido a que el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos, se encuentra incluido dentro del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del proyecto PEG elaborados por Pemex.

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

- ***Volumen y Recursos Prospectivos***

De acuerdo a la información presentada por Pemex, el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos 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 diferente del proyecto, en el que se consideren

la cantidad y calidad de la información geológica-geofísica y el recurso prospectivo identificado que se obtenga de este proyecto, las características de los plays, la ubicación de la infraestructura de producción, las restricciones ambientales y de seguridad industrial.

- ***Ambiental***

El Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos, en relación a las asignaciones petroleras correspondientes, Pemex señaló que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Regional San José de las Rusias”.

Las áreas 073-34, 073-35 y 073-36 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), las áreas 072-34, 074-34, 072-35, 074-35, 074-36, 073-37, 074-37, 073-38, 074-38, 073-39 y 074-39 cuenta parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades.

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

En este mismo sentido, la CNH recomienda gestionar las autorizaciones ambientales correspondientes de manera anticipada para el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos.

- ***Seguridad Industrial***

Referente a la componente de seguridad industrial del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos, se identifica que tanto para la perforación de pozos como la instalación de equipos de perforación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos operativos, evaluación de éstos, mecanismos de mitigación y plan de

respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

La componente de seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por la documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas. Se debe contemplar 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.

Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable. Esto de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.

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

- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comentario, se dictamina el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos 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. Además 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, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado en 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 la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
4. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Para el caso de los campos descubiertos con las actividades comprendidas en el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios, para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma. Para lo anterior, Pemex deberá presentar el proyecto de acuerdo a los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

6. Pemex debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
7. Pemex debe elaborar un análisis de factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y *play* analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
8. En el caso de éxito exploratorio, 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; lo anterior, 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.
9. 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.
10. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
11. Pemex deberá enviar a la Comisión, en un lapso no mayor a 30 días hábiles a partir de que surta efectos la notificación de la resolución basada en el presente dictamen, el

detalle de los trabajos que ha venido realizando, así como los planes futuros, relacionados con la exploración y explotación de los yacimientos de lutitas gasíferas o Shale Gas. Además, deberá documentar sus actividades como proyecto nuevo, independiente al proyecto Tampico Misantla Sur de Burgos, y solicitar las respectivas asignaciones petroleras. De esta manera la Comisión estará en posibilidad de emitir el dictamen y, en su caso, dar seguimiento a las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos no convencionales de esa área del país.

III. Mandato de la CNH

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

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

Artículo 2: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

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

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

Respecto de este tema vale la pena señalar que el artículo 19, fracción IV, inciso k) de la Ley de Pemex establece que el Consejo de Administración deberá aprobar los programas y proyectos de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que se emitan para tal efecto.

Asimismo, el artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que el Consejo de Administración de Pemex emitirá, previa opinión de su Comité de Estrategia e Inversiones, las disposiciones a que se refiere el inciso k) de la fracción IV del artículo 19 de la Ley, conforme a los cuales se aprobarán los programas y proyectos de inversión. Por su parte, los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten

a consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables.

Por su parte, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento la Ley de Pemex claramente dispone que “Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del RLR27 en los casos de los proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva, ni los proyectos que estén en fase de definición.”

- El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- De conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:

“Artículo 51. Se considera que un proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos presenta una modificación sustantiva, cuando exista alguna de las siguientes condiciones:

- I. Modificación en el alcance del proyecto: cuando el proyecto por el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.*
- II. Modificación debida a condiciones ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto debido a regulaciones externas o internas.*
- III. Modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión.*
- IV. Variaciones en el avance físico-presupuestal del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- V. Variación en el programa de operación del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- VI. Modificaciones en el Título de Asignación de la Secretaría.*
- VII. Variación del monto de inversión, de conformidad con los siguientes porcentajes:*

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

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

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

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

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

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

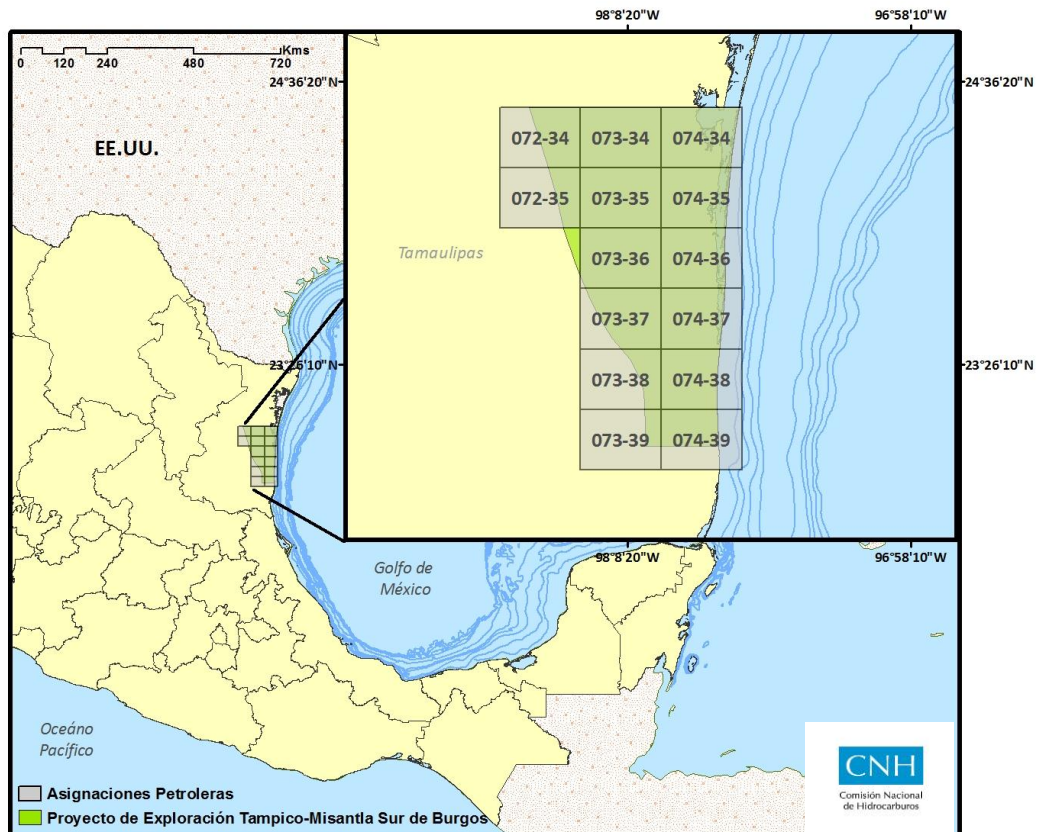
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.101-11 con fecha del 16 de marzo del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto objeto del presente dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto de exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos se ubica en la porción sur de la Cuenca de Burgos, limitado al norte por el paralelo $24^{\circ} 30'$, al oriente por la línea de costa del Golfo de México y al occidente por la Sierra de Tamaulipas, abarca la porción centro oriental del estado de Tamaulipas donde cubre una superficie de $8,226 \text{ Km}^2$. Figura 1.

Figura 1. Ubicación del Proyecto de Exploración de Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el proyecto de Exploración Tampico-Misnatla-Sur de Burgos tiene como objetivo evaluar un recurso prospectivo que varía de 120 mmbpce en el percentil 10 a 553 mmbpce en el percentil 90, con un valor medio de 277 mmbpce en los plays considerados como objetivos: Kimmeridgiano Calizas Oolíticas Tierra, productor en los campos Lerma-Malta-Talismán dentro del proyecto, y Oligoceno Medio Frío Deltaico, productor en el campo Nejo al norte del proyecto, en el periodo 2011-2046.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación 67 pozos exploratorios y la realización de 63 estudios geológicos. La inversión exploratoria total estimada es de 4,028 millones de pesos de los cuales 3,209 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 819 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

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

Con base a lo anterior, las áreas en que actualmente se encuentra dividido el proyecto son las siguientes:

Área Lerma. Esta área se ubica en la porción norte del proyecto y se considera la más importante debido a que contiene los mayores recursos prospectivos a evaluar, además de contar con sísmica 3D que permite definir con mejor calidad los objetivos económico petroleros y realizar con mayor precisión las estimaciones de recursos prospectivos y probabilidades geológicas. Es en esta área donde se tienen los campos del alineamiento Lerma-Malta-Talismán, productores en rocas de la formación Olvido del Jurásico Superior y en las fracturas del Cretácico Agua Nueva-San Felipe.

Área Soto la Marina. Se localiza en la porción sur del proyecto; cuenta con aproximadamente 1,800 km de sísmica 2D y se considera de menor importancia que el área Lerma por ser el área menos explorada contando con un menor número de oportunidades exploratorias registradas y carecer de localizaciones aprobadas.

Dentro de esta área se tienen algunos campos productores y pozos con manifestaciones de hidrocarburos, que confirman la existencia de los plays del proyecto.

Figura 2. Plano de ubicación de las áreas del proyecto Tampico-Misantla-Sur de Burgos.



Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del proyecto se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Lerma	53
Soto la Marina	14
Total	67

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

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Lerma	1,143
Soto la Marina	254
Total	1,397

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

Tabla 3. Recursos prospectivos a evaluar.

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a evaluar mmbpce
Lerma	231
Soto la Marina	46
Total	277

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

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada y tiene el propósito de evaluar el potencial petrolero a mediano y largo plazos, iniciando en las áreas con mayores posibilidades de contener volúmenes importantes de gas y aceite ligero, determinadas mediante estudios apoyados con información sísmica tridimensional de buena calidad.*

En el mediano plazo, se proyecta una exploración de bajo riesgo en el área Lerma, como zona prioritaria, buscando lo que podría ser la confirmación y extensión hacia el sur de la provincia

gasífera de la Cuenca de Burgos de acuerdo a los resultados obtenidos con el descubrimiento del campo Nejo y los análisis de atributos de la señal sísmica tridimensional.

En el largo plazo, se realizaría la evaluación del potencial de gas y aceite ligero en el área Soto la Marina la cual no cuenta con sísmica 3D y por lo tanto su riesgo geológico es mayor, además de estar alejada de las zonas con infraestructura de producción.

Las ventajas de esta propuesta se derivan de aprovechar el conocimiento adquirido a partir de la información sísmica 3D en las áreas prioritarias y enfocar los esfuerzos e inversiones para cumplir con las metas establecidas en el Plan Estratégico de PEP.

Bajo este planteamiento, la perforación exploratoria iniciaría principalmente en el área Lerma en oportunidades y localizaciones que ofrecen condiciones favorables con mayor certidumbre y probabilidad de éxito y cercanas a instalaciones.

Se estima iniciar la evaluación del área Lerma con la perforación de pozos exploratorios en el año 2015. El éxito en alguna de las tres primeras localizaciones propuestas a perforarse en el lapso 2015-2017, abrirá la posibilidad para probar prioritariamente las que tienen características análogas dentro de la misma Cuenca de Burgos.

En esta alternativa 1, se considera perforar 67 pozos exploratorios en un período de 36 años (2011-2046) y evaluar un recurso prospectivo medio de 277 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 4,028 millones de pesos de los cuales 3,209 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 819 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 4,412 millones de pesos con un índice de utilidad de 2.57 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 277 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en el Tabla 4.

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

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2046
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	120
media	0	0	0	0	13	21	7	0	277
p90	0	0	0	0	34	62	15	0	553

Alternativa 2 *La estrategia exploratoria de esta alternativa tiene como propósito evaluar el potencial petrolero en el mediano plazo con oportunidades de bajo riesgo en el área Lerma, determinadas mediante estudios apoyados con información sísmica tridimensional de buena calidad y relativamente cercanas a infraestructura existente, posteriormente abordar oportunidades de riesgo moderado en el área Soto la Marina. Las oportunidades identificadas tienen la posibilidad de contener gas húmedo.*

En esta alternativa, la actividad de perforación exploratoria iniciaría en el año 2015. En caso de tener éxito, se continuaría con la perforación de las localizaciones programadas a partir del 2016, lo que permitirá probar las mejores trampas estructurales interpretadas como anticlinales con cierres naturales en cuatro direcciones. El éxito también abriría nuevas expectativas en esta área menos explorada y aumentaría el potencial de los recursos en los plays ubicados hacia esta parte del proyecto.

En esta alternativa 2, se considera perforar 39 pozos exploratorios en un período de 33 años (2011-2043) y evaluar un recurso prospectivo medio de 165 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 2,909 millones de pesos de los cuales 2,154 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 755 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 3,917 millones de pesos con un índice de utilidad de 2.57 peso/peso.

Para la alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo asciende a 165 mmbpce en su valor medio, y el perfil de incorporación anual se muestra en la Tabla 5.

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

Recursos a evaluar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2043
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	54
media	0	0	0	0	13	21	7	0	165
p90	0	0	0	0	34	62	15	0	348

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

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

La inversión para el horizonte 2011-2046 en el proyecto es de 4,028 millones de pesos (mmpesos), de los cuales 3,209 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 819 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

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

Tabla 6. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2046
Inversión exploratoria	0	0	44	50	118	113	126	0	4,028
Estratégica	0	0	0	5	72	66	78	0	3,209
Pozos*	0	0	0	0	66	61	73	0	3,176
Sísmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estudios	0	0	0	5	7	5	5	0	33
Operacional	0	0	44	45	46	47	48	0	819

* Incluye la inversión de la infraestructura del pozo exploratorio.

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

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	10,049
media	0	0	0	0	0	0	0	272	14,800
p90	0	0	0	0	0	0	0	873	21,912

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2059
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	11,113
media	0	0	0	0	0	0	0	49	13,812
p ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	136	18,121

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

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

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Opción 1 Seleccionada
VPN	mmpesos	4,412
VPN/VPI	pesos/pesos	2.72
Recursos prospectivos	mmbpce	277

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. PEP-SRN 0121/2011, respecto de las asignaciones denominadas: 375, 377, 380, 382, 713, 714, 786, 787, 1072, 1073, 1074, 1467, 1468 y 1469, que la SENER considera como áreas 073-36, 073-37, 073-38, 073-39, 072-34, 072-35, 073-34, 073-35, 074-37, 074-38, 074-39, 074-34, 074-35 y 074-36.

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

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

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

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

En términos de lo anterior, PEP proporcionó información adicional mediante los oficios siguientes: SPE-GRHYPE-029/2011 relacionada a evaluaciones económicas y SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la Clase de Costos del Proyecto. Oficio SPE-515/2011 recibido en la CNH el día 8 de septiembre del 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto; proporcionada por 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.	
Suficiente	Comentario:
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.	
Suficiente	Comentario:
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	
Insuficiente	Comentario: Detallar la información de los plays en este rubro
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	
Insuficiente	Comentario: Justificar la no realización de la sísmica 2D y 3D.
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)	
Insuficiente	Comentario: Calendarizar los 67 pozos exploratorios a perforar en el diagrama.
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 de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

- a) El proyecto requiere ser administrado de acuerdo a las mejores prácticas internacionales. Existen ejemplos con características similares de los cuales se puede adoptar la manera en la que han sido explorados para apoyar al buen desempeño de este proyecto.
- b) Es necesario incorporar en las alternativas presentadas, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios, relacionado a la ejecución del proyecto en caso de tener o no tener éxito en las primeras oportunidades a perforar, considerando los éxitos y fracasos en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.

ii. Formulación del proyecto.

- a) Las actividades del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el Programa Estratégico de Gas (PEG). Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto de exploración del proyecto PEG. Lo anterior, reducirá carga financiera al PEG permitiendo mayor transparencia tanto en el seguimiento de los

proyectos como en el análisis del portafolio de inversiones de Pemex; además apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias del país y de los proyectos de explotación.

- b) En la Tabla 10 se muestra los valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo presentado por Petróleos Mexicanos. Como se puede notar las probabilidades geológicas son 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. Valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo.

Área	Oportunidad	Año	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)	Volumen* prospectivo mmbpce	Recursos* prospectivos mmbpce
Lerma	Hidrogeno-1	2015	20	20	65	13
Lerma	Goma-1	2016	26	26	80	21
Lerma	Crayola-1	2017	18	18	39	7
Lerma	Tubiphite-1	2030	20	20	46	9
Lerma	Ornitorrinco-1	2031	19	19	42	8
Soto la Marina	Pehuaje-1	2031	18	18	22	4
Soto la Marina	Cangrejito-1	2032	17	17	20	4
Lerma	Galgo-1	2032	17	17	36	6
Lerma	Estrombolite-1	2033	18	18	37	7
Lerma	Girvanella-1	2033	18	18	27	5
Lerma	Pugh-1	2033	18	18	34	6
Lerma	Eteno-1	2034	15	15	25	4
Lerma	Ganga-1	2034	20	20	25	5
Lerma	Maragua-1	2034	19	19	32	6
Lerma	Radon-1	2034	20	20	43	8
Lerma	Color-1	2035	22	22	13	3
Lerma	Esponja-1	2035	17	17	26	4

Lerma	Huatape-1	2035	20	20	17	3
Lerma	Plumon-1	2035	23	22	13	3
Lerma	Anhelido-1	2036	17	17	14	3
Lerma	Leones-1	2036	20	20	15	3
Lerma	Moño-1	2036	20	20	13	3
Lerma	Rastreador-1	2036	17	17	25	4
Lerma	OPT_SJR_1	2036	22	22	28	6
Lerma	Broche-1	2037	19	19	12	2
Lerma	Celofan-1	2037	20	20	9	2
Lerma	Regalo-1	2037	20	20	17	3
Lerma	OPT_SJR_2	2037	23	23	30	7
Lerma	Compas-1	2038	19	19	13	3
Soto la Marina	Hacha-1	2038	17	17	18	3
Lerma	Teneria-1	2038	18	17	6	1
Lerma	OPT_SJR_3	2038	23	23	31	7
Soto la Marina	Cangrejal-1	2039	19	19	21	4
Lerma	Carricitos-1	2039	20	20	18	4
Lerma	Herencia-1	2039	17	16	12	2
Lerma	Oxigeno-1	2039	21	21	19	4
Lerma	Sismico-1	2039	18	18	17	3
Soto la Marina	Urraca-1	2039	19	19	19	4
Lerma	Anil-1	2040	36	34	4	2
Soto la Marina	Candoroso-1	2040	15	15	17	2
Lerma	Eter-1	2040	18	18	12	2
Lerma	Lapicero-1	2040	18	18	12	2
Lerma	Nitrogeno-1	2040	18	18	13	2
Lerma	Venta-1	2040	19	19	12	2
Lerma	Cartulina-1	2041	16	16	10	2
Soto la Marina	Ceviche-1	2041	18	18	15	3
Soto la Marina	Pinaculo-1	2041	20	19	13	2
Lerma	Porton-1	2041	18	18	9	2
Lerma	Pukiitsi-1	2041	19	17	3	1
Lerma	OPT_SJR_4	2041	23	23	31	7
Lerma	Penitas-1	2042	21	19	3	1
Lerma	OPT_SJR_5	2042	19	19	20	4
Lerma	OPT_SJR_6	2042	21	21	6	1
Lerma	OPT_SJR_7	2042	19	19	10	2
Lerma	Texitla-1	2043	22	20	2	1
Soto la Marina	OPT_SJR_8	2043	17	17	17	3

Lerma	OPT_SJR_9	2043	19	17	2	0.4
Lerma	OPT_SJR_10	2043	20	20	18	4
Lerma	OPT_SJR_11	2043	25	25	28	7
Soto la Marina	OPT_SJR_12	2044	16	16	22	4
Soto la Marina	OPT_SJR_13	2044	20	20	13	3
Lerma	OPT_SJR_14	2044	19	19	7	1
Soto la Marina	OPT_SJR_15	2044	18	18	18	3
Lerma	OPT_SJR_16	2045	19	19	20	4
Soto la Marina	OPT_SJR_17	2045	18	18	21	4
Lerma	OPT_SJR_18	2045	22	22	29	6
Lerma	OPT_SJR_19	2046	24	24	29	7

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

* Valor medio.

b) Modelo geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Por tratarse de un proyecto exploratorio, las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que, es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D, sean integrados a los modelos con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.
- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean revisados al contar con información resultante de un estudio o de la perforación de un pozo y reportar la posible actualización del proyecto a la CNH para verificar si existen modificaciones sustantivas que requieran una modificación en las asignaciones petroleras.
- c) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades puedan representar fielmente las cualidades dinámicas que describen el flujo de los fluidos en el yacimiento, y así poder realizar estimaciones sobre el comportamiento de los mecanismos de producción relevantes, y de perfiles de producción que permitan apoyar en la estrategia

de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.

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

c) Económica.

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

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

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

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

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

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

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

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe riesgo e incertidumbre en la estimación de las variables; con base en lo anterior y, siendo riguroso en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME). En la documentación de este proyecto, Pemex calcula un VPN estimado a partir del P50 de las variables, por lo que la Comisión revisó los cálculos, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	74.2	usd/bpce
Precio de gas	6.0	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

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

En la Tabla 12 se presenta la estimación realizada por Pemex para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos 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 =	mm pesos	4,412
Valor Presente Inversión VPI =	mm pesos	1,620
Relación VPN/VPI =	peso/peso	2.72
Relación beneficio costo	peso/peso	2.79

- a) Del análisis realizado por la Comisión se concluye que la alternativa 1 es la más rentable, en consistencia con los resultados que presenta Pemex a su análisis de alternativas. Esta alternativa presenta el mejor VPN antes y después de impuestos y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- b) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta ante cambios en las condiciones iniciales (precio de hidrocarburos, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión coincide con Pemex en que la alternativa 1 presentada es la que muestra los mayores beneficios económicos.
- c) Al ser un proyecto exploratorio, el éxito está en función del conocimiento de la zona (estudios geológicos y sísmica aumentan el nivel de certidumbre y disminuyen el riesgo). El volumen de hidrocarburos a recuperar es alto en comparación con las reservas y la producción que presenta la BDOE; de no recuperarse el volumen total, el proyecto vería afectada su rentabilidad y, después de impuestos, podría dejar de ser rentable. Se recomienda seguir detalladamente el plan de ejecución de las actividades físicas del proyecto.

d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 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. Por lo anterior, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

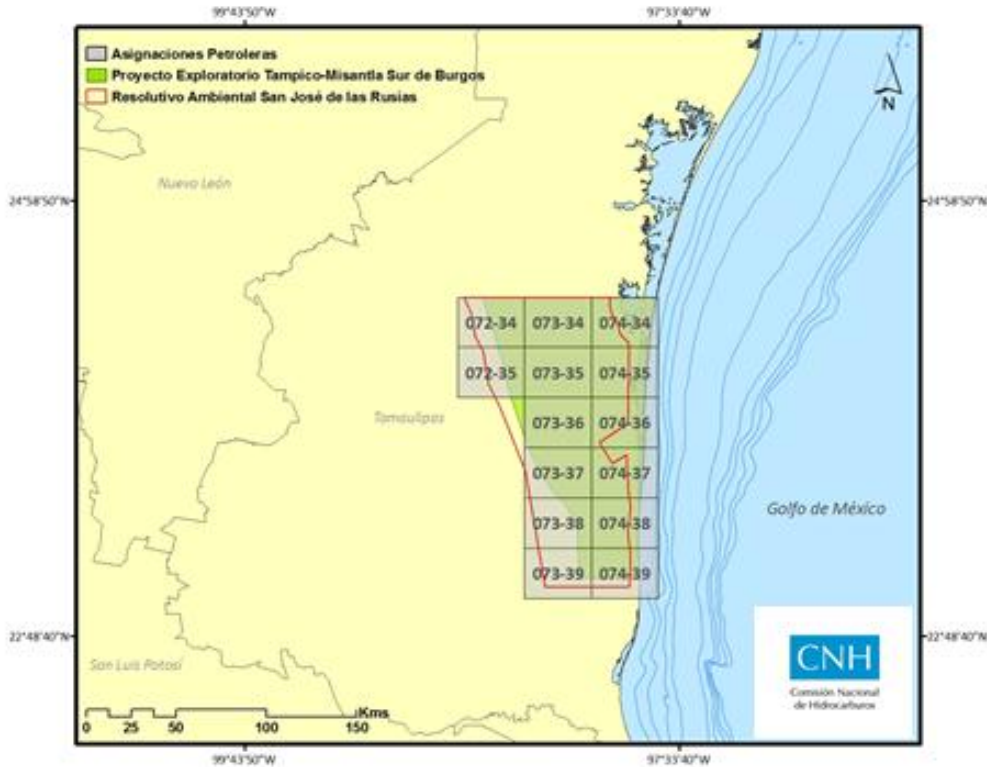
d) Ambiental

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Regional San José de las Rusias”.

Al respecto, destaca lo siguiente:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2899.08 de fecha 12 de septiembre de 2008, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Regional San José de las Rusias” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

Figura 3.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos.
- b) De acuerdo a las Figura 3 las áreas 073-34, 073-35 Y 073-36 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2899.08).

De acuerdo a la Figura 3 las áreas 072-34, 074-34, 072-35, 074-35, 074-36, 073-37, 074-37, 073-38, 074-38, 073-39 Y 074-39 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad

(SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2899.08).

Esta Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan las áreas del proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades o el área total del proyecto.

- c) El oficio resolutivo que contiene las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos.
- d) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por Pemex un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área amparada ambientalmente para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- e) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

e) Seguridad Industrial.

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

Identificación de Riesgos Operativos.

Los riesgos operativos, recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a problemas mecánicos imprevistos durante la perforación y terminación, que incrementan los tiempos y los costos de los pozos.

Los principales factores que contribuyen al alto riesgo en las operaciones durante la perforación de pozos exploratorios son:

- La profundidad de los pozos exploratorios que alcanzan hasta 6,000 m, con objetivos en diferentes niveles estratigráficos.
- Zonas con presiones anormales.
- Presencia de H₂S.
- Altas temperaturas de formación.

Evaluación de riesgos operativos.

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

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 que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente, también como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos como: sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de la norma ISO 14000, legislación ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales, talleres de análisis de riesgos, etc.

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales, al igual que el personal de Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- b) Resulta importante que Pemex cuente con un proceso bien definido que identifique los riesgos bajo una metodología apegada a las mejores prácticas y estándares internacionales para asegurar la eficiencia y efectividad de la misma, por lo que esta Comisión recomienda que Pemex implemente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de administración de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.
- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe tener un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- e) En la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- f) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de equipos 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) 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 de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números : 375, 377, 380, 382, 713, 714, 786, 787, 1072, 1073, 1074, 1467, 1468 y 1469, que la SENER considera como áreas 073-36, 073-37, 073-38, 073-39, 072-34, 072-35, 073-34, 073-35, 074-37, 074-38, 074-39, 074-34, 074-35 y 074-36, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos, con base en la información que fue remitida y analizada.
- c) Se considera necesario que la Comisión sugiera a la SENER que otorgue un solo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través de PEP, deberá dar seguimiento a las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, y en caso de que se genere una modificación sustantiva en términos de lo establecido en el artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09), deberá presentar el proyecto para su dictamen.

El reporte de métricas deberá presentarse en formato electrónico y por escrito, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en

que se hubiere emitido este dictamen, en el entendido que la Comisión podrá solicitar la comparecencia del funcionario de Pemex responsable del proyecto, cuando lo considere necesario.

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex, a través de PEP) para mantener como favorable con condicionantes el dictamen del proyecto y la opinión técnica sobre las asignaciones que le corresponden, lo que le permitirá dar continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante, Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- f) Se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado anterior se integren en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes.
- g) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

RECOMENDACIONES

- a) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- b) La identificación y la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.

Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, para la perforación de pozos resulta importante que Pemex cuente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación

de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y API RP 75L, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

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

Burgos. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente en qué proyecto se documente.

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

VIII. Condicionantes

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen así como la opinión técnica favorable del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos como favorable con condicionantes con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

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

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos, 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. Además 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, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado en 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 la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello deberá utilizar el formato presentado en el Anexo II del presente dictamen.
4. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
5. Para el caso de los campos descubiertos con las actividades comprendidas en el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios, para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma. Para lo anterior, Pemex deberá presentar el proyecto de acuerdo a los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.
6. Pemex debe enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
7. Pemex debe elaborar un análisis de factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del

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

8. En el caso de éxito exploratorio, 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; lo anterior, 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.
9. 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.
10. Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
11. Pemex deberá enviar a la Comisión, en un lapso no mayor a 30 días hábiles a partir de que surta efectos la notificación de la resolución basada en el presente dictamen, el detalle de los trabajos que ha venido realizando, así como los planes futuros, relacionados con la exploración y explotación de los yacimientos de lutitas gasíferas o Shale Gas. Además, deberá documentar sus actividades como proyecto nuevo, independiente al proyecto Tampico Misantla Sur de Burgos, y solicitar las respectivas asignaciones petroleras. De esta manera la Comisión estará en posibilidad de emitir el

dictamen y, en su caso, dar seguimiento a las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos no convencionales de esa área del país.

IX. Opinión a las asignaciones

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números : 375, 377, 380, 382, 713, 714, 786, 787, 1072, 1073, 1074, 1467, 1468 y 1469, que la SENER considera como áreas 073-36, 073-37, 073-38, 073-39, 072-34, 072-35, 073-34, 073-35, 074-37, 074-38, 074-39, 074-34, 074-35 y 074-36, la cual se limita a las actividades relacionadas con el Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos.

Proyecto de Exploración Tampico-Misantla-Sur de Burgos.

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2046	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	0	0	44	50	118	113	126	0	4,028	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	0	0	0	1	1	1	0	67	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(número)	Programa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
	(número)	Real										
Seguimiento												
1.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	120	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	0	0	0	13	21	7	0	277	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	0	0	0	34	62	15	0	553	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

NA. No aplica.

* Información que deberá presentar Pemex

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

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