

# Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Oyamel (nuevo)

Mayo 2013

## Contenido

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN .....</b>	<b>4</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>6</b>
<b>IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....</b>	<b>8</b>
A) UBICACIÓN.....	8
B) OBJETIVO .....	9
C) ALCANCE.....	9
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	10
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, DE POSIBLE DESARROLLO Y GASTOS DE OPERACIÓN.....	12
F) INDICADORES ECONÓMICOS .....	13
<b>V. EMISIÓN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>15</b>
• REVISIÓN DOCUMENTAL .....	15
• SUFICIENCIA DOCUMENTAL .....	15
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	17
<b>VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN .....</b>	<b>20</b>
A) ÉXITO EXPLORATORIO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS.....	20
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DEL PROYECTO.....	21
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	23
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS .....	23
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	24
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	25
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	29
D) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	31
<b>VII. OPINIÓN DE LA MIP .....</b>	<b>34</b>
<b>VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....</b>	<b>41</b>
<b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>42</b>
A) RECOMENDACIONES A PEMEX .....	42
B) CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVA .....	46
<b>X. OPINIÓN A LA SECRETARÍA DE ENERGÍA.....</b>	<b>47</b>

## 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 Oyamel, el cual es clasificado como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Oyamel, está ubicado en la parte sur de la porción terrestre de la Cuenca de Burgos, es desarrollado por el Activo de Exploración Tampico Misantla Golfo, y es considerado como un “proyecto nuevo”, debido a que Pemex Exploración y Producción (en adelante, Pemex o PEP) consideró conveniente la redistribución del Golfo de México en nuevos proyectos, ya que se han alcanzado distintos avances en el conocimiento del área, para facilitar su administración y la integración de la información realizada a la fecha.

El proyecto Oyamel es parte de las iniciativas estratégicas de PEP para la evaluación del potencial petrolero en rocas del mesozoico y terciario del Golfo de México y presenta la factibilidad de descubrir nuevos campos tanto en los plays establecidos, como en los considerados hipotéticos. Recabar la información geológica-geofísica necesaria para la interpretación, evaluación del potencial y cuantificación de reservas, jerarquizando las áreas de acuerdo al modelado geológico-geoquímico de la cuenca, donde exista pronóstico de presencia de aceite y gas.

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

Para la elaboración del dictamen, la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Pemex, así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión. A continuación se presenta la relación de la documentación utilizada para el proyecto:

1. Oficio SPE-665-2012 recibido en esta Comisión el 28 de noviembre de 2012, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite documentación relacionada con los proyectos.
2. Oficio 512.DGAAH.142.2012, recibido en esta Comisión el 5 de diciembre de 2012, por el cual la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) envía información relacionada con el proyecto, la cual no difiere de la entregada a la Comisión por el mismo PEP.
3. Oficio D00.-SE.-794/2012, de fecha 4 de diciembre de 2012, por el cual esta Comisión solicita a PEP información del proyecto que no fue presentada en su oportunidad, tales como archivos modificables, anexos, evaluaciones económicas completas y justificaciones de la ausencia de diversos Documentos de Soporte de Decisión (DSD's).
4. Oficio GEEC-020-2013, recibido en esta Comisión el 16 de enero de 2013, por el que la Gerencia de Estrategias y Evaluación de Cartera (GEEC) de PEP solicita una prórroga de 20 días hábiles para la entrega de la información señalada en el oficio anterior.
5. Oficio D00.-SE.-020/2013, de fecha de 18 de enero de 2013, por el cual la Comisión considera procedente ampliar el plazo para la entrega de la información solicitada.
6. Oficio SPE-74-2013, recibido en esta Comisión el 11 de febrero de 2013, por el que la SPE de PEP solicita por segunda ocasión una prórroga de 10 días hábiles para la entrega de información (solicitud de suspensión de días hábiles), derivado del incidente ocurrido el 31 de enero de 2013 en las instalaciones del Centro Administrativo de Pemex.

7. Oficio D00.-SE.-053/2013, de fecha 11 de febrero de 2013, mediante el cual la Comisión otorga la prórroga, señalando como fecha límite de entrega el 19 de febrero del 2013.
8. Oficio SPE-GEEC-32-2013, recibido en esta Comisión el 19 de febrero de 2013, por el que la GEEC de PEP envía información actualizada del proyecto de exploración Oyamel.
9. Oficio 512.DGAAH/025/13, recibido en esta Comisión el 20 de marzo de 2013, por el que la DGAAH de la SENER, solicita se le informe sobre el proceso de dictamen de los proyectos de exploración.
10. Oficio No. D00.-SE.-132/2013, de fecha 26 de marzo de 2013, mediante el cual la Comisión describe la información con la que se cuenta para llevar a cabo el dictamen de los proyectos exploratorios.
11. Oficio 512.DGAAH/049/13, recibido en esta Comisión el 18 de abril de 2013, por el que la DGAAH de la SENER solicita que remita a esa Unidad Administrativa la conclusión del proceso interno de los dictámenes correspondientes.
12. Oficio D00.-SE.-211/2013, mediante el cual la Comisión notificó la “Resolución CNH.E.02.001/13 por la que se modifican diversos artículos y se adiciona un transitorio Segundo Bis a la Resolución CNH.06.002/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Lineamientos técnicos).

### III. Mandato de la CNH

En el presente apartado se señalan las disposiciones legales, reglamentarias y normativas que facultan a la Comisión Nacional de Hidrocarburos a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículos 2, 3, 4, fracciones VI, XI, y XXIX y 8 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 15 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 12, fracción III y 13 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2, 4, 5, 6, 49 y 50 de los Lineamientos Técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos emitidos a través de la Resolución CNH.06.002/09; todos los anteriores, en relación con lo establecido en el 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

A continuación se transcriben los fundamentos de mayor relevancia relacionados con el presente dictamen.

#### ***Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos***

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

**I. a V.** (...)

**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;

(...)”

#### ***Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo***

**Artículo 12.** “En cualquier tiempo, Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios podrán solicitar una Asignación Petrolera o la modificación de una existente. A las solicitudes correspondientes deberán adjuntarse:

(...)

**III.** El dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos,...

(...)”

**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, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009.**

**Artículo 4.** “Se considerarán proyectos que deben ser dictaminados por la Comisión, en términos de la fracción VI del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los siguientes:

- I. Proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que PEMEX proponga como nuevos.
- II. Modificaciones sustantivas a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, independientemente de la fuente de recursos para su realización, en términos de lo dispuesto en el capítulo VII de los presentes lineamientos técnicos.”

**Artículo 50.** “La Comisión notificará a la Secretaría de su dictamen y dará a conocer su resolución a través del Registro Petrolero. ...”

Lo anterior, en correlación con el **artículo 33 fracción VIII** de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el cual 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.*

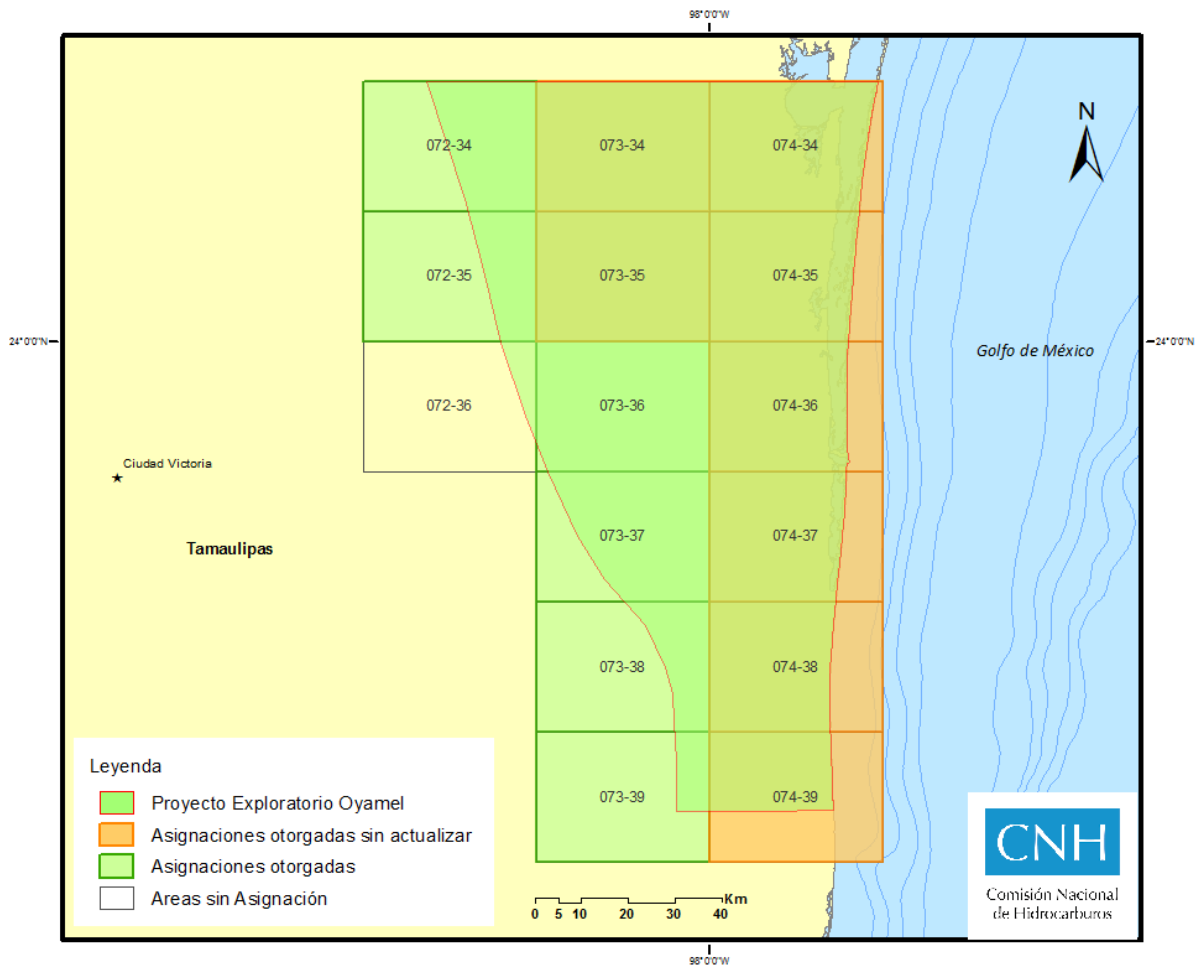
## IV. Elementos generales del proyecto

De acuerdo con la documentación enviada por Pemex, a continuación se presentan las características principales del proyecto de exploración Oyamel, para el cual la Comisión emite su dictamen.

### a) Ubicación.

El proyecto Oyamel se ubica en la planicie costera del Golfo de México, en la porción sur de la Cuenca de Burgos. Está limitado al norte por el Activo Integral Burgos, al este por la línea de costa del estado de Tamaulipas, al oeste por la Sierra de Tamaulipas y al sur por el proyecto Magozal; cubriendo una superficie de 8,876 km<sup>2</sup>, figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Oyamel





## b) Objetivo

Evaluar el potencial petrolero en rocas del mesozoico y terciario, que permita incorporar reservas de gas y aceite, en un rango que varía de 581 mmbpce en el percentil P90 a 60 mmbpce en el percentil P10, con un valor medio de 233 mmbpce, en el periodo 2013-2030, requiriéndose una inversión total exploratoria de 3,570 mmpesos

## c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 67 pozos exploratorios, la realización de 47 estudios geológicos, uno geofísico y la adquisición de 900 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

Para el desarrollo del proyecto, Pemex analizó y evaluó dos alternativas.

**Alternativa 1.** Esta alternativa es la seleccionada por Pemex, la tabla 1 presenta el programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos.

Tabla 1 Programa de estudios geológicos y geofísicos. Alternativa 1

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Estudios geológicos	Número	1	1	1	1	3	4	3	3	47
Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	Número	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Adquisición Sísmica	Km <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	900	0	900
Procesado sísmico	Km <sup>2</sup>	0	0	1,750	600	500	500	0	2,650	6,000
Estudios geofísicos y geotécnicos	Número	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Se estima la perforación de 67 pozos exploratorios, en un lapso de 14 años (2017-2030), a nivel Jurásico, Cretácico y Terciario, tabla 2

Tabla 2 Pozos exploratorios a perforar, alternativa 1.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Pozos exploratorios	Número	0	0	0	0	1	2	3	4	67

**Alternativa 2.** El programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos de la alternativa 2, se observa en la tabla 3.

Tabla 3 Programa de estudios geológicos y geofísicos, alternativa 2.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2025
Estudios geológicos	Número	1	1	1	1	3	4	3	3	33
Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	Número	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Adquisición Sísmica	Km <sup>2</sup>	0	0	0	0	900	0	0	0	900
Procesado sísmico	Km <sup>2</sup>	0	1,750	600	500	500	2,650	0	0	6,000
Estudios geofísicos y geotécnicos	Número	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Se estima la perforación de 34 pozos exploratorios, en un lapso de 9 años (2017-2025), a nivel Jurásico, Cretácico y Terciario, tabla 4.

Tabla 4 Pozos exploratorios a perforar, alternativa 2.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2025
Pozos exploratorios	Número	0	0	0	0	1	2	3	4	34

#### **d) Volumen y Recursos Prospectivos.**

Los recursos prospectivos evaluados de los plays del proyecto Oyamel, se muestran en la tabla 5. El recurso prospectivo estimado corresponde a los plays Jurásico Superior Olvido, Oligoceno Medio Frio y Oligoceno Superior Anáhuac.

Tabla 5 Recursos prospectivos de los plays evaluados.

Nombre del play	Hidrocarburo principal	Recurso medio sin riesgo (mmbpce)	Pg (%)	Recurso medio con riesgo (mmbpce)
RN B E Jurásico Superior Olvido	Gas húmedo	368	20	107
RN B E Oligoceno Medio Frio	Gas húmedo	267	19	94
RN B E Oligoceno Anáhuac	Gas húmedo	69	19	27
<b>T o t a l</b>		<b>704</b>		<b>228</b>

Los pozos productores del área y cercanos a esta, han comprobado la presencia de los sistemas petroleros de los plays definidos en el proyecto. El porcentaje de éxito geológico de las oportunidades exploratorias involucra 5 elementos de riesgo que conforman estos sistemas, los cuales son: roca generadora, roca almacén, trampa, roca sello y los procesos de sincronía y migración. La conjugación de los factores correspondientes de estos elementos, resulta en una fracción decimal, que equivale a la probabilidad de encontrar una acumulación de hidrocarburos, conocida como probabilidad de éxito geológico o Pg, tabla 6.

Tabla 6 Probabilidad geológica y comercial.

Proyecto	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)
Oyamel	13 - 38	09 – 29

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 233 mmbpce en su valor medio; de los cuales 42 mmb corresponden a aceite, 893 mmmpc a gas y 12 mmb a condensado. Los perfiles respectivos se muestran en las tablas 7, 8, 9 y 10.

Tabla 7 Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	60
Media	0	0	0	0	23	20	11	16	233
p <sub>90</sub>	0	0	0	0	60	42	22	33	581

Tabla 8 Recursos prospectivos a evaluar de aceite (mmb), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Media	0	0	0	0	0	0	0	0	42
p <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	118

Tabla 9 Recursos prospectivos a evaluar de gas (mmmpc), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	220
Media	0	0	0	0	108	93	52	76	893
p <sub>90</sub>	0	0	0	0	284	197	101	155	2,321

Tabla 10 Recursos prospectivos a evaluar de condensado (mmb), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Media	0	0	0	0	1	1	1	1	12
p <sub>90</sub>	0	0	0	0	3	2	1	2	31

### *e) Inversiones exploratorias, de posible desarrollo y gastos de operación*

A continuación se muestran los datos relacionados a las inversiones exploratorias y gastos de operación, tabla 11, e inversiones del posible desarrollo, tabla 12.

Tabla 11 Inversión exploratoria, alternativa 1 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Inversión exploratoria	10	11	26	25	79	153	604	242	3,570
Estratégica	0	0	15	14	68	142	592	230	3,353
Pozos <sup>(a)</sup>	0	0	0	0	55	129	140	203	2,810
Sísmica <sup>(b)</sup>	0	0	15	9	7	7	445	22	505
Estudios	0	0	0	5	5	5	7	5	38
Operacional	10	11	11	11	12	12	12	12	217

Los totales pueden no coincidir por la suma de los redondeos.

a Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios.

b Incluye la inversión de procesos sísmicos.

Tabla 12 Inversiones de futuros desarrollos, alternativa 1 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	5,757
media	0	0	0	0	0	0	638	531	13,197
P <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	2,287	1,399	26,485

## f) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas por Pemex para la evaluación de este proyecto, se muestran en la tabla 13.

Tabla 13 Premisas económicas utilizadas.

Concepto	Unidad	Propuesta (incremental)
Precio aceite ligero	usd/b	91.58
Precio gas seco	usd/mpc	4.79
Precio gas húmedo	usd/mpc	5.71
Precio condensado	usd/b	88.87
Tasa de descuento	%	12
Tipo de cambio	pesos por dólar	12.76

Se realizó la evaluación económica, antes y después de impuestos, considerando los valores medios anuales de ingresos, producción, inversión total y gastos de operación que se obtuvieron de la simulación probabilista realizada al proyecto. Los indicadores económicos, resultantes de la evaluación, para la alternativa 1 seleccionada, se muestran en la tabla 14.

Tabla 14 Indicadores económicos, alternativa 1 seleccionada

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mmpesos	11,834	3,170
Relación VPN/VPI	pesos/peso	2.88	0.77
Tasa Interna de Retorno	%	78	37
Beneficio Costo	pesos/peso	3.36	1.23
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	4,103	4,103
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	16,840	16,840
Valor Presente de los Costos	mmpesos	903	903
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos		8,664
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	5,006	13,670

## V. Emisión del dictamen

En términos del artículo 35 de los Lineamientos técnicos, a continuación se detalla el proceso de revisión y dictamen del proyecto, conforme las siguientes fases:

- **Revisión documental**

Para la elaboración del dictamen, la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por PEP, así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión. En el apartado “Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen” se encuentra la relación de oficios e información recibida para la elaboración del mismo.

- **Suficiencia documental.**

Esta Comisión revisó y analizó la información técnica del proyecto proporcionada por PEP, concluyendo que existía suficiencia documental para desarrollar el dictamen. El resultado de este análisis se encuentra en la tabla 15.

Tabla 15. Ficha de suficiencia documental.

I. Resumen ejecutivo		
a. Antecedentes y Justificación del proyecto	Si	
b. Objetivos y alcance del proyecto	Si	
c. Comentarios sobre la cantidad y calidad de la información utilizada para la documentación	Si	
d. Descripción de la hipótesis en que se soportan los plays	No	No se presenta la hipótesis.
e. Alineación con las estrategias corporativas de Pemex y la política de hidrocarburos	Si	
II. Introducción	Si	
III. Objetivos y alcance de la etapa de visualización	Si	
IV. Adquisición y evaluación de datos e información		
a. Sísmica (2D o 3D)	Si	
b. Modelos geológicos	Si	
c. Identificación y características de plays	Si	
d. Metodología para la obtención de modelos geológicos probables	Si	

e. Perforación de pozos paramétricos (registros, núcleos, pruebas)	Si	
f. Datos de pozos vecinos y correlaciones	Si	
g. Plan de explotación y métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.	Si	
h. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa	No	No se presenta la información de las reservas a incorporar.
i. Para cada alternativa presentar el pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburo en sitio	Si	
j. Aspectos geológicos y geofísicos, como origen del sistema, facies, migración y acumulación de hidrocarburos en el/los yacimientos, morfología de fracturas, apertura y permeabilidad de las fracturas, espaciamiento de fracturas, etc.	Si	
k. Caracterización y evaluación de el/los yacimientos, incluyendo: estudios de pozos, interpretación de registros geofísicos y de imágenes, análisis de núcleos, evaluación del flujo, descripción y modelo del yacimiento (descripción del tipo de roca, definición del modelo geológico del yacimiento), estudios de yacimientos análogos, geomecánica del yacimiento, presión del yacimiento, porosidad y permeabilidad, etc.	No	No se presenta información solicitada. Informa que no se desarrolla en esta fase.
l. Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos	Si	
<b>V. Play visualizados</b>		
a. Ubicación Geográfica	Si	
b. Descripción	Si	
c. Volumetría	Si	
d. Probabilidad geológica y comercial, elementos de riesgo	No	No se presentan los elementos de riesgo.
e. Estimados de costos clase V	Si	
f. Planes de ejecución clase V	Si	
g. Flujos de caja/ indicadores económicos	Si	
<b>VI. Análisis de factibilidad técnico, económica y ambiental</b>	Si	
<b>VII. Descripción de los plays preseleccionados y jerarquizados</b>	Si	

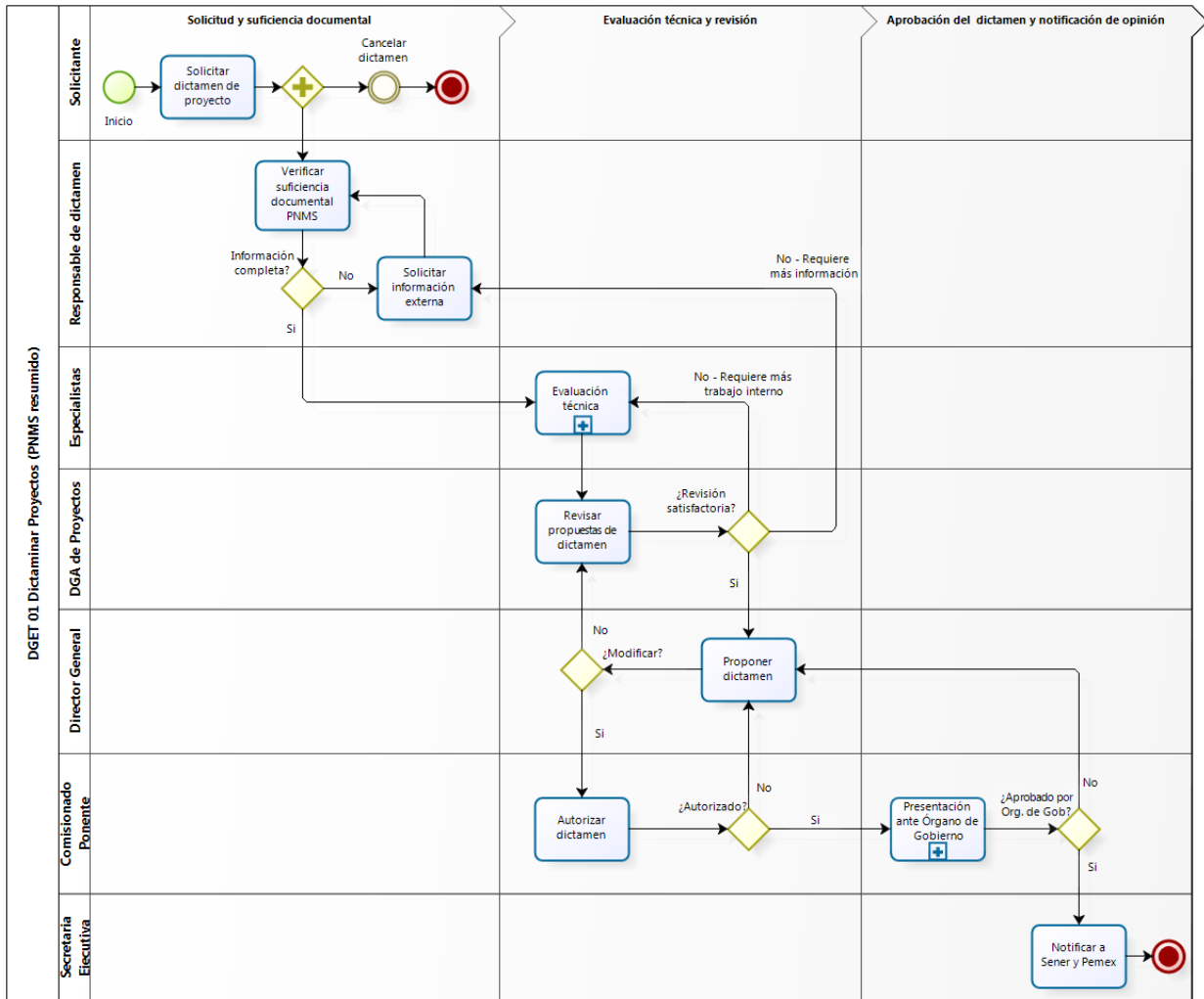


VIII. Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información	Si	
IX. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información	Si	
X. Identificación de tecnologías y/o procesos nuevos por considerar	Si	
XI. Plan de ejecución de la próxima etapa		
a. Recursos requeridos para ejecutar la próxima etapa Conceptualización(C)/Prefactibilidad	Si	
b. Plan de trabajo para ejecutar la próxima etapa	No	No se presenta diagrama de Gantt de las actividades.
c. Estimados de costo clase V por cada escenario	Si	

- *Dictamen del proyecto*

La Figura 2 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

Figura 2. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Powered by bizagi Modeler

Fuente: CNH

Este proceso inicia con la solicitud del dictamen por parte de PEP.

Posteriormente, la CNH lleva a cabo la verificación de suficiencia documental, en donde se analiza el proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los Lineamientos emitidos por la Comisión.

Así mismo, en esta etapa, se verifica la congruencia de la información y se incorporan los parámetros técnicos del proyecto.

Si en la actividad anterior se detecta el incumplimiento de los Lineamientos técnicos, se solicita la información faltante; en caso contrario, el flujo de secuencia avanza hacia el subproceso de evaluaciones técnicas, en donde intervienen diversos especialistas para analizar las tareas del proyecto: geología, geofísica, perforación, evaluación económica, administración de proyectos, ambiental, medición y seguridad industrial, con la finalidad de realizar las evaluaciones correspondientes, obteniendo la propuesta de dictamen para el proyecto, conforme a lo señalado en la normativa emitida por la Comisión.

El dictamen del proyecto se presenta ante el Órgano de Gobierno; si este lo aprueba, se remite a PEP a través de una Resolución de dicho órgano colegiado, y se remite copia de la misma a la Secretaría de Energía. De igual forma, la Resolución y el dictamen correspondiente son inscritos en el Registro Petrolero a cargo de la Comisión, en términos del artículo 4, fracción XXI, incisos a) y b).

## VI. Elementos del Proyecto observados por la comisión

De acuerdo con el artículo 49 de los Lineamientos, los dictámenes de la Comisión deberán contener, entre otros elementos, los relacionados con reservas, tecnologías, protección ambiental, seguridad industrial y evaluación técnica del proyecto; por lo que a continuación se describen los resultados del análisis de cada uno de ellos.

### *a) Éxito exploratorio e incorporación de reservas.*

Actualmente, la información sísmica adquirida ha sido calificada de regular a mala, debido seguramente al tipo y condiciones del terreno, así como a las limitantes de las herramientas con que se contaba en la época en que fueron realizados estos estudios. Efectivamente estas causas influyen, en algunos casos en la calidad de la información, sin embargo, cuando la mala calidad es una constante en la mayor parte de los estudios, es conveniente investigar otras causas, como la existencia de un problema en cuanto al diseño de los parámetros y al arreglo del proyecto de adquisición, y en grado extremo a la tecnología utilizada, la cual pudo no haber sido la adecuada.

Para esta etapa del proyecto, se tiene programado realizar el procesado sísmico a partir del 2015, e iniciar la perforación de 67 pozos exploratorios a partir del 2017 y la adquisición sísmica 3D de 900 km<sup>2</sup> en el año 2019, con la finalidad de cubrir la zona central del proyecto y estar en posibilidades de analizar la continuidad hacia el sur de los principales plays.

Dentro de los trabajos de procesado sísmico, pretenden realizar algunos algoritmos especializados como AVO, inversión sísmica, evaluación del sello, determinación de presiones anormales, mapeo de fracturamiento en carbonatos a partir de atributos sísmicos, además de algoritmos especializados en estimación de recursos prospectivos y en evaluación económica, por lo anterior, la Comisión considera necesario obtener los resultados del procesamiento sísmico para redefinir el número y localización de las oportunidades exploratorias, ya que la interpretación y definición de los modelos sedimentarios están sustentadas en el análisis de los

estudios sísmicos 2D y 3D, análisis de núcleos, muestras de canal, datos bioestratigráficos y de diversos registros, así como de estudios geológicos realizados, para hacer una calibración de los modelos y actualizarlos constantemente con la nueva información obtenida, por lo anterior, se iniciaría con la perforación de las oportunidades mejor sustentadas y de mayor valor que ya debieron ser interpretadas con la información sísmica de buena calidad.

### ***b) Tecnologías a utilizar para optimizar la exploración en las diversas etapas del proyecto.***

En relación con lo mencionado en el apartado anterior, esta Comisión considera que Pemex debiera valorar opciones tecnológicas adicionales en sus actividades de exploración, como se detalla a continuación:

**Tecnologías satelitales para la industria petrolera.** Las imágenes satelitales es un método rentable para la exploración de hidrocarburos, del cual pueden disponer hoy en día los especialistas en la materia para la adquisición de imágenes que disminuyan el riesgo exploratorios (figura 3), obteniendo imágenes digitales de áreas remotas con los siguientes beneficios:

- Contar con bases de datos de coordenadas fiables, datos geoespaciales de apoyo e imágenes orto rectificadas satelitales
- Confirmar la precisión de las bases de datos sísmicas y de pozos 2D
- Minimizar tiempo y costo en la identificación de nuevas ubicaciones de pozos
- Controlar el impacto ambiental, etc.

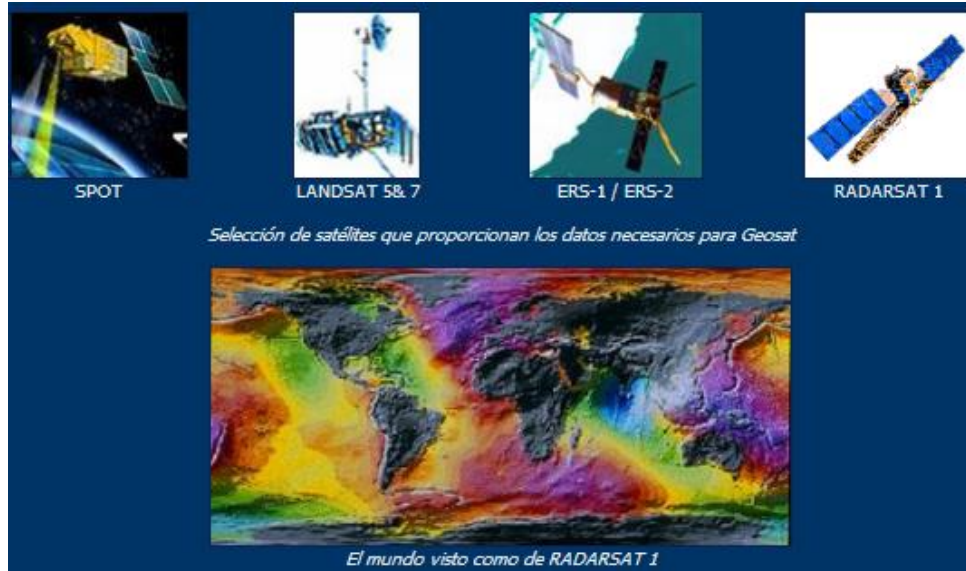


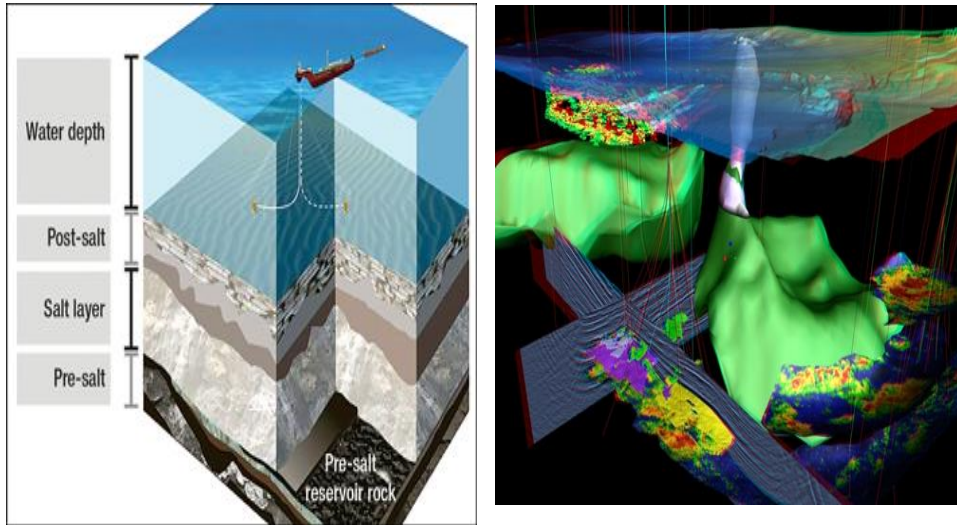
Figura 3 La tecnología de Geosat se basa en el principio físico de que todos los elementos emiten radiación electromagnética a lo largo de cierto espectro por encima del punto de congelación absoluto; la cual utiliza datos satelitales y Geo-datos (geológico, litológico y geofísico) permitiendo la localización de los yacimientos de hidrocarburos de manera expedita, con mayor exactitud y a bajo costo.

Los beneficios que ello conllevaría serían detectar líneas sísmicas y ubicaciones de pozos, documentar escapes de aceite, diferenciar importantes tipos de roca, identificar cuencas desérticas y productivas, elaborar mapas no invasivos de zonas preservadas, de formaciones rocosas, elevaciones y diferentes estructuras, así como actualizar coordenadas de pozos.

**Bright spot**, para la exploración de yacimientos de gas a grandes profundidades por debajo de la sal, se debería utilizar la identificación sísmica de “bright spot”; consistente en un estudio detallado de los sistemas encadenados con sísmica de alta resolución calibrada con pozos y su relación con la estratigrafía por debajo de la sal en cuencas muy profundas, lo cual permitiría la ubicación de nuevos yacimientos y detección de áreas prospectivas para la ubicación de nuevos pozos exploratorios e identificación de nuevos plays, figura 4.

El objetivo es descubrir nuevas fronteras en áreas marino-profundas aumentando el potencial de incorporación de reservas y producción, esta tecnología ha sido aplicada en Bredasdorp and Pletmos basins of offshore South Africa, Mar del Norte, Golfo de Mexico, Denver Basin, Pletmos Basin, Bredasdorp Basin, Anadarko Basin, Cuenca Oriental de Venezuela, Cuenca de Santos, (Brasil).

Figura 4. Exploración a grandes profundidades por debajo de la sal



### *c) Evaluación técnica del proyecto.*

Para realizar la evaluación técnica del proyecto, la Comisión analizó la información enviada por Pemex y como resultado, a continuación se presentan algunos aspectos estratégicos del proyecto que requieren ser considerados.

#### *i. Aspectos Estratégicos*

##### **Análisis de alternativas**

1. De acuerdo con los programas establecidos y los resultados obtenidos en el proyecto, se observa que se debe hacer énfasis en que su administración debe realizarse en base a las mejores prácticas.
2. En las alternativas presentadas es necesario incorporar, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para establecer escenarios relacionados con la ejecución del proyecto, considerando los éxitos y fracasos de todos los elementos presentes del sistema petrolero y del play analizado.

3. De acuerdo con los programas planteados para el desarrollo de las áreas del proyecto, se hace indispensable que se concluyan los estudios geológicos y geofísicos, así como los análisis e interpretaciones correspondientes, antes de dar inicio a los programas de perforación.
4. Las dos alternativas presentadas por Pemex no muestran diferencias sustantivas que requieran de un análisis profundo para su elección, dado que los elementos que consideran son muy similares y no representan realmente una alternativa (aplicación de la metodología VCD visualización, conceptualización y definición).

## *ii. Modelo Geológico y diseño de actividades de exploración.*

- a) Los estudios geológicos, de adquisición sísmica y su interpretación, deben ser integrados por Pemex a los modelos actuales, con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias con mayor certidumbre, y enviar los resultados correspondientes a la Comisión.
- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios geológico-geofísicos, entre otros, sean analizados e interpretados, y de contar con nueva información resultante, que obligue a una modificación sustantiva del proyecto, es necesario hacerla del conocimiento de la CNH.
- c) Se estima conveniente que se dé cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.
- d) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades representen fielmente las cualidades dinámicas que describan el flujo de 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 incorporar reservas de hidrocarburos y apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos.

Por lo anterior, en caso de éxito, se debe contar con un programa de toma de información que considere pruebas de presión-producción, análisis PVT para caracterización de fluidos, análisis Stiff, corte de núcleos para caracterización de roca y estudios geomecánicos, así como análisis de laboratorio para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, e índices de mojabilidad; toma de registros geofísicos para la 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 la estrategia de explotación, que considere los diferentes procesos de recuperación, y así maximizar el valor económico del proyecto.

### *iii. Aspectos Económicos.*

El análisis económico de proyectos de exploración implica un mayor esfuerzo que en aquéllos de desarrollo. 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 debe considerar que las localizaciones pueden ser productivas 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 volumen de hidrocarburos a recuperar, en el monto de las inversiones y en los costos de éste. 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 los recursos prospectivos, precios y costos; además, definen cómo incorporar el valor del dinero en el tiempo y cómo administrar los proyectos y sus posibles divergencias.<sup>1</sup>

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

Es importante señalar que al evaluar un proyecto de exploración, existe mayor incertidumbre en la estimación de las variables. Con base en lo anterior y siendo rigurosos 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 efectuados, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación económica, son presentados en la tabla 16.

---

<sup>1</sup> 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.

Tabla 16. Supuestos Financieros.

<b>Concepto</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Precio del crudo <sup>2</sup>	91.6	USD/Bpce
Precio de gas	5.71	USD/Mpc
Precio del condensado	88.87	USD/Bpce
Tasa de descuento	12	Porcentaje (%)
Tipo de cambio	12.76	Pesos/USD
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	Mpc/Bpce

En la tabla 17 se presenta la estimación realizada por Pemex para la alternativa 1, seleccionada. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el proyecto Oyamel es o no rentable y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 17. Alternativa 1. Indicadores económicos, Pemex.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	11,834
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	4,103
Relación VPN/VPI =	peso/peso	2.88
Relación beneficio costo	peso/peso	78

- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa 1 seleccionada es la más rentable, debido a que Pemex sólo envió los datos correspondientes para evaluar esta alternativa, por lo que no es posible comparar los resultados.
  
- b) La Comisión requiere que Pemex presente el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).

<sup>2</sup> En el DSD1 Pemex presenta un precio para el aceite ligero de 91.58 usd/barril, y para el súper ligero de 95.93 usd/barril; para el gas húmedo 5.71 usd/mpc y, de 88.87 usd/barril para el condensado; sin embargo, la evaluación económica estimada aplica un vector de precios y no un valor fijo previamente determinado; la Comisión calcula y ajusta los precios del aceite y gas, de tal forma que, éstos coincidan con el VPN estimado por PEP, antes de impuestos. La información entregada de la evaluación económica entregada por PEP no detalla la producción por tipo de aceite..

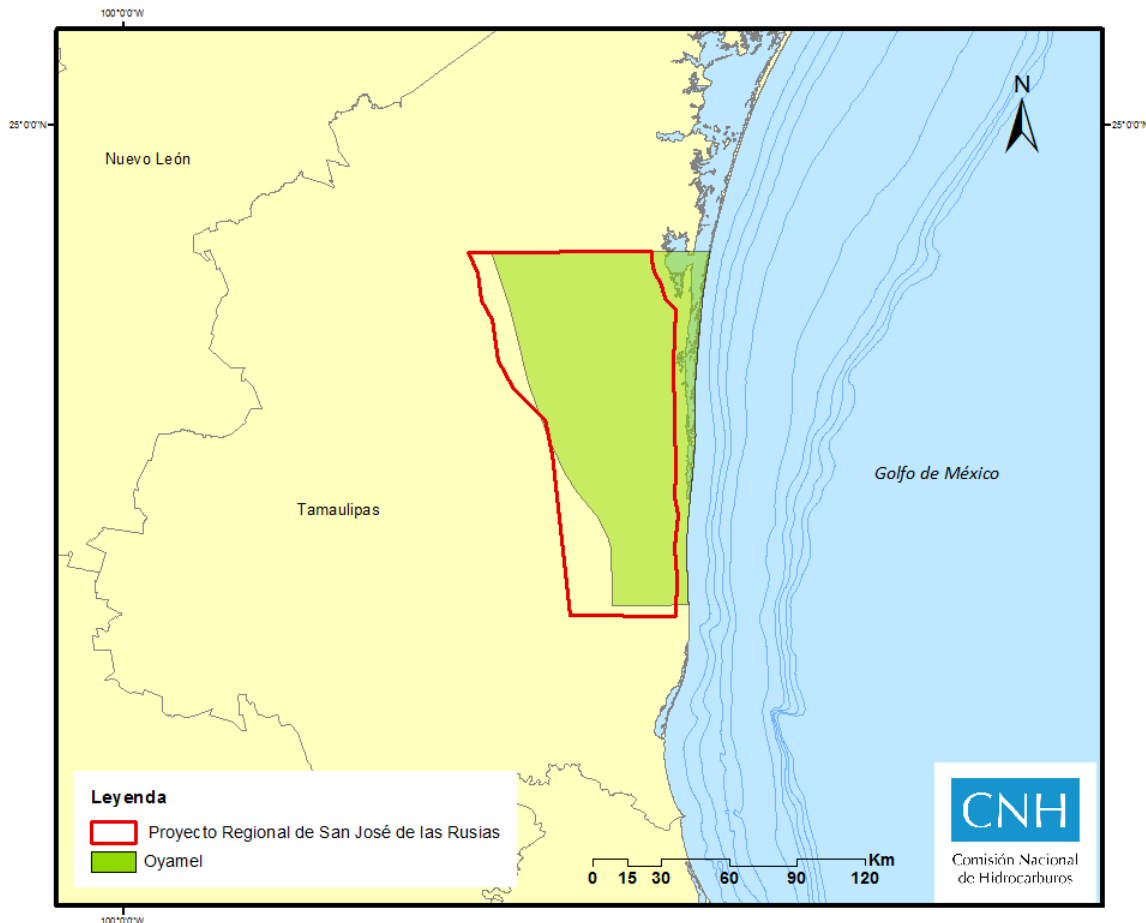
- c) Los montos totales de costos e inversiones que se presentan en el DSD1- evaluación del potencial, tienen las siguientes características:
- I. La inversión del proyecto reportada para exploración, es 27% superior a la estimada en el escenario medio de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias (BDOE).
  - II. La inversión estimada para futuros desarrollos, es menor 16% de la presentada en la BDOE.
  - III. Los costos operativos son 3% superiores a los costos reportados en la BDOE.
- d) Las probabilidades de éxito comercial en las diferentes áreas del proyecto varían entre 9 y 29%, por lo que existe un alto grado de incertidumbre.
- e) El volumen de hidrocarburos a extraer es superior al reportado en el escenario medio de la BDOE.
- f) En la comparación que realiza la Comisión entre la BDOE y el proyecto a dictaminar no cuenta con el detalle de las oportunidades a desarrollar en el proyecto. Si bien en periodos cortos la inversión, los costos y la producción podrían variar, en el horizonte de planeación total deberían ser similares.
- g) Después de impuestos, el proyecto deja de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
- El precio del aceite se reduce en 105%.
  - La producción de hidrocarburos se contrae en 39%.
  - Los costos totales aumentan 63%.

h) De acuerdo al oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado con la clase de costos del proyecto, en referencia a los proyectos de exploración, define que son de clase III y IV para el primer año, y clase IV y V para los años subsecuentes, por lo que se deberá tener un estricto control de los costos para las actividades a desarrollar en el proyecto.

#### *iv. Aspectos Ambientales.*

En la información presentada a esta Comisión, Pemex señala que el oficio resolutivo emitido por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), correspondiente al proyecto de exploración Oyamel, se encuentran bajo el nombre de Proyecto Regional San José de las Rusias 2008-2020, dictaminado ambientalmente viable, mediante el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2899.08, con fecha 12 de septiembre de 2008, figura 5.

Figura 5. Resolutivo ambiental del proyecto Oyamel



Al respecto, se destaca lo siguiente:

El proyecto Oyamel se encuentra cubierto parcialmente por el resolutivo ambiental reportado por Pemex, quedando desprotegido el flanco este-noreste y sur-este.

Para el procedimiento de verificación ambiental, la CNH analizó el oficio resolutivo señalado por Pemex en la página web de la citada dependencia.

Con base en lo anterior, esta Comisión determina que:

- a) Es necesario homologar el nombre de este proyecto ante las diversas autoridades involucradas en el mismo, con el fin de otorgarle congruencia al oficio expedido por la SEMARNAT y al oficio remitido por Pemex ante esta Comisión.
- b) Se solicita a Pemex la realización del análisis de factibilidad ambiental, como lo indican los Lineamientos técnicos, en los artículos 12.9 y 17.
- c) De acuerdo a la información expuesta por Pemex, la poligonal del Resolutivo Ambiental San José de las Rusias cubre el 93% de la superficie total del proyecto de exploración Oyamel. Esta Comisión recomienda que Pemex gestione las autorizaciones pertinentes para el área restante (7%) y así realizar las actividades contempladas en esta área.

Lo anterior, en virtud de que es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el proyecto de exploración Oyamel.

- d) Se destaca que el oficio resolutivo de referencia recomienda que dada la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental.

- e) Se requiere incluir en la información que se presente a la Comisión la relación de coordenadas de los pozos a perforar y las del área avalada ambientalmente, para facilitar la ubicación del proyecto.
- f) Se considera necesario que Pemex informe a la Comisión sobre cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas.

#### *d) Condiciones necesarias de seguridad industrial.*

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

**Identificación de peligros.** Estos recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a problemas imprevistos, tanto mecánicos como de otra índole, que incrementan los tiempos y los costos de los pozos. Los principales factores que alimentan el alto riesgo en las operaciones durante la perforación de pozos exploratorios son:

- Dificultades con condiciones litológicas no esperadas.
- Presencia de gases peligrosos
- Control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.
- Procesado sísmico con software especializado en atenuación de ruidos
- Modelado geológico-geoquímico con información suficiente de pozos, sísmica de buena calidad y secciones restauradas con tecnología de vanguardia.
- Métodos de exploración, perforación y terminación no convencionales para gas o aceite en lutitas.
- Algoritmos especializados como AVO, inversión sísmica, evaluación del sello, determinación de presiones anormales, mapeo de fracturamiento en carbonatos a partir de atributos sísmicos, además de algoritmos especializados en estimación de recursos prospectivos y evaluación económica.

- **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 redundará 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.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere que en materia de seguridad industrial, esta debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan..

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral que incluya los diferentes elementos que la soportan, empezando por la documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y a la comunidad, 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 deberán tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- b) Pemex, aunado a lo ya establecido, debe complementar el programa de identificación, evaluación y mecanismos de administración de riesgos, así como un plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como las normas API RP 74, API RP 75L y API RP 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y en general como parte de los elementos indispensables para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
- c) En la evaluación de riesgos operativos, Pemex debe considerar 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, además de realizar una evaluación socioeconómica que estime las externalidades negativas.
- d) En las operaciones de perforación de pozos exploratorios intervienen terceros independientes que apoyan la ejecución de las obras y servicios requeridos para tal fin, por lo que es imperante contar con empresas especializadas que utilicen tecnología de vanguardia, con experiencia calificada y certificada, con capacidad técnica y financiera comprobables, que utilicen las mejores prácticas, realicen sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas.
- e) 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. Opinión de la MIP

La Manifestación de Impacto Petrolero (MIP) es un documento por el que Pemex presenta a la Comisión el estudio, los planes y programas a desarrollar para la ejecución de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, y tiene por efecto:

- a. Mejorar la elaboración y la calidad de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- b. Hacer posible la discusión objetiva de las ventajas y desventajas del mismo;
- c. Transparentar el ejercicio de dictaminación de la Comisión.

Para emitir su dictamen, la Comisión realizó un comparativo de información general entre la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex y la información del proyecto enviada en su oportunidad a esta Comisión, tabla 18.

**Proyectos exploratorios: Área Perdido, Tlancanan, Uchukil, Pakal, Oyamel, Lebranche y Alosa.**




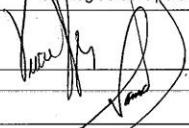
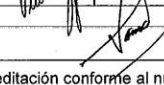
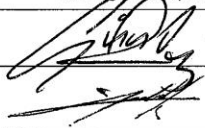

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 8 de agosto de 2012, los proyectos: Área Perdido, Tlancanan, Uchukil, Pakal, Oyamel, Lebranche y Alosa, se presentaron para la acreditación de su **Etapa FEL correspondiente**, obteniendo el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

Dado lo anterior, y atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de las mismas Reglas de Operación, el GTI emite la siguiente:

**Acreditación:**

Con base en la información proporcionada por el Organismo, el GTI acredita las etapas FEL correspondientes para cada proyecto de acuerdo a la siguiente tabla:

Proyecto	DSD1	DSD2	DSD3	Comentarios
Área Perdido	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende las áreas de Cinturón Plegado Perdido (CPP) y Cinturón Subsalino / Minicuenas Salinas (MCS), que abarca los Plays Hipotéticos del Neógeno, Paleógeno y Mesozoico. En esta etapa el Proyecto inició la perforación de dos pozos exploratorios Supremus-1 y Trión-1 en Junio del 2012.
Tlancanan	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende las áreas de Quizini, Nancan, Jaca-Patini en los plays Neógeno, Paleógeno y Mesozoico (en fase de evaluación).
Uchukil	SI	SI	SI	La etapa de Visualización comprende el área Tucoo-Xaxamani en los plays de edad Terciario, Mesozoicos y subsalinos. En la etapa de Conceptualización se encuentra parte del Terciario del área Tucoo-Xaxamani, así mismo para el área Amoca-Yaxche se encuentran los plays arenas y areniscas del Terciario, Cretácico fracturado y bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano productores en los campos Amoca, Yaxche y Xanab. La etapa de Definición está asociada a los campos descubiertos del área Amoca Yaxche.
Pakal	SI	SI	SI	La etapa de Visualización comprende el área Palizada y Tulljá en los plays hipotéticos: Brechas carbonatadas del Paleógeno, Calizas del Cretácico y Jurásico, así mismo para el área Usumacinta los plays de edad Cretácico y Jurásico. La etapa de Conceptualización comprende el área Usumacinta, buscando los plays Plioceno y Mioceno Terrígeno productores en los campos Vernet, José Colomo, Chilapilla, Tepetitán, Narváz y Usumacinta La etapa de Definición esta asociada a los nuevos campos descubiertos del área Usumacinta y parte sur de Palizada.
Oyamel	SI	-	-	La etapa de Visualización busca la extensión del play Oligoceno productor en el campo Nejo y las rocas carbonatadas del Mesozoico productoras en el trend estructural Lerma -Talismán
Lebranche	SI	SI	-	La etapa de Visualización comprende las áreas Trucha y Chucumite de los plays del Paleógeno, en tirantes de agua de 0 a 500 metros. La etapa de Conceptualización abarca el play de rocas arrecifales del Cretácico Medio productor en la Faja de Oro marina, así como el play de las facies oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, productor en el campo Arenque.
Alosa	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende la evaluación del potencial de los principales plays del Neógeno productores en la cuenca de Veracruz, así como los plays secundarios del Paleógeno y el Cretácico, en tirantes de agua de 0 a 500 metros

	Nombre	Organismo	Firma
<b>Copresidentes</b>			
1.	Guadalupe Merino Bañuelos	DCF	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
2.	Carlos de Regules Ruiz-Funes	DCO	
<b>Vocales</b>			
3.	Luis Ramos Martínez (suplente) Gustavo Hernández García (titular)	PEP	
4.	Guillermo Ruiz Gutiérrez	PREF	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
5.	Rodolfo Figueroa Alonso (suplente) Moisés Orozco García (titular)	PGPB	
6.	Manuel Sánchez Guzmán	PPQ	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
7.	José Luis López Espinosa (suplente) Guadalupe Merino Bañuelos (titular)	DCF	
8.	Luis Angel Moreno Avendaño (suplente) Ernesto Ríos Patrón (titular)	DCO	
9.	María Gabriela García Velázquez	DCA	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
10.	Ruy Haroldo Girad Ruiz (suplente) Luis Fernando Betancourt Sánchez (titular)	DCO	
11.	César A. Conchello Brito	DG	

**1. Antecedentes**

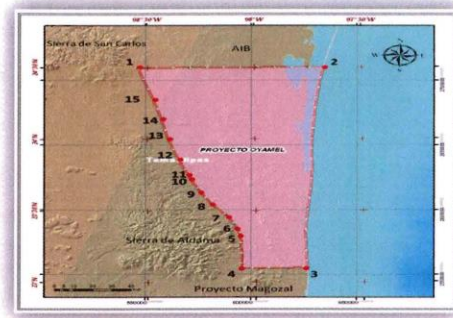
El Proyecto de Exploración Oyamel, anteriormente denominado Proyecto Tampico Misantla-Sur de Burgos, surge de la reorganización ordenada en la nueva ley de Petróleos Mexicanos y autorizada por el consejo de administración de Pemex Exploración y Producción en el acuerdo CAPEP-052/2011 de la sección ordinaria N° 141, de fecha 18 de agosto.

Los hidrocarburos de los campos descubiertos en el proyecto son: gas, condensado y aceite ligero y provienen de yacimientos constituidos por rocas carbonatadas del Mesozoico y terrígenas del Terciario.

La probabilidad de éxito comercial varía de 9 a 29 %, el área cuenta con 1,300 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, que corresponde al 14, 6% del total del área del proyecto. De los 86 pozos perforados, y la realización de diversos estudios geológicos y geofísicos, se ha obtenido valiosa información del subsuelo, que apoya la prospección del área del proyecto.

**2. Ubicación**

El Proyecto de Exploración Oyamel se ubica en la planicie costera del Golfo de México, en la porción sur de la cuenca de Burgos. Está limitado al norte por el Activo Integral Burgos, al este por la línea de costa del Estado de Tamaulipas, al oeste por las zonas montañosas de San Carlos y Aldama y al sur por el Proyecto Magozal, cubre una superficie de 8,876 km<sup>2</sup>.



**3. Objetivo y Alcance**

Evaluar el potencial petrolero en rocas del Mesozoico y Cenozoico en el área del proyecto, que permita incorporar reservas de gas y aceite, en rangos que se presentan en la tabla siguiente:

**Recursos Prospectivos a Incorporar, mmpce**

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
P10	0	0	0	0	0	0	0	0	60
Media	0	0	0	0	23	20	11	16	233
P90	0	0	0	0	60	42	22	33	581

**4. Metas Físicas**

Pozos a perforar 67, estudios geológicos 54, adquisición de 900 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

**Pozos a Perforar**

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Pozos exploratorios	Número	0	0	0	0	1	2	3	4	67

**5. Inversiones Exploratorias, mm\$.**

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
<b>Estratégica</b>	0	0	15	14	68	142	592	230	<b>3,353</b>
Pozos	0	0	0	0	55	129	141	203	2,810
Sísmica	0	0	15	9	7	7	445	22	505
Estudios	0	0	0	5	5	5	7	5	38
<b>Operacional</b>	10	11	11	11	12	12	12	12	<b>217</b>
<b>Total</b>	10	11	26	25	79	153	604	242	<b>3,570</b>

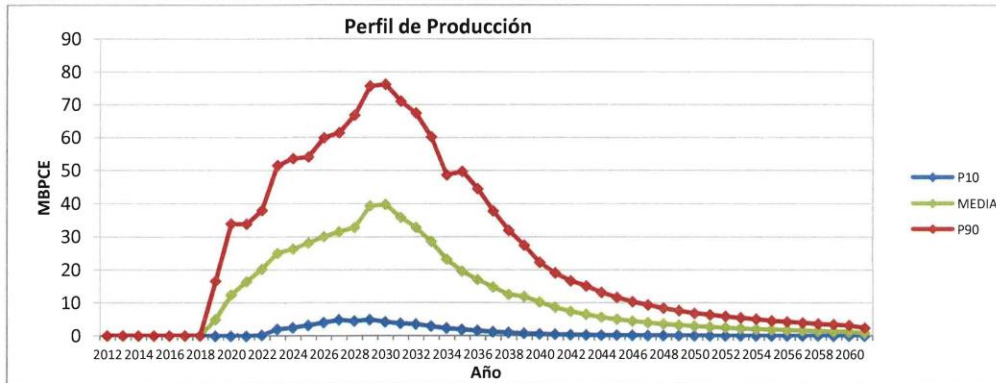
**6. Inversiones del Posible Desarrollo, mm\$.**

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	5,757
<b>Media</b>	0	0	0	0	0	0	638	531	<b>13,197</b>
P <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	2,287	1,399	26,485

**7. Costos de Operación y Mantenimiento, futuro desarrollo, mm\$.**

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	983
<b>Media</b>	0	0	0	0	0	0	92	230	<b>10,842</b>
P <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	305	629	12,035

**8. Pronóstico de Producción**



El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 214 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 233 MMBPCE.

ALH/FAC

Página 2 de 3



**9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación**

- 1.- **Técnico.**- En el sistema petrolero se ha detectado que la roca almacén y la trampa constituyen los principales elementos de riesgo, por lo cual se tiene programado la adquisición de sísmica adicional, procesamiento PSDM, modelado tectónico, estructural y estratigráfico.
- 2.- **Técnico.**- En la componente dinámica existe una importante incertidumbre en el factor de recuperación y en la productividad inicial de los pozos, por lo cual se incorporarán pruebas presión-producción de largo alcance, mayor cantidad de núcleos con pruebas especiales y análisis PVT composicionales, entre otros.
- 3.- **Operativo.**- Problemas mecánicos durante la perforación y terminación de los pozos, debido a altas profundidades, temperaturas y zonas presurizadas, para lo cual se están seleccionando mejores prácticas, tecnologías y herramientas que permitan realizar más segura y eficientemente su perforación y terminación.
- 4.- **Operativo.**- Contar con la infraestructura necesaria para llevar a cabo las pruebas de producción, con los permisos ambientales requeridos, por lo cual, se considera integrar los requerimientos y permisos, para brindar un servicio en forma eficiente y oportuna.
- 5.- **Económico.**- Incremento en los costos de perforación y terminación de pozos, retraso en la adquisición de información sísmica y disminución de los precios de los hidrocarburos, por lo que se están analizando alternativas para reducir tiempos y costos de perforación, diseñar y programar con anticipación las bases de adquisición de sísmica, para efectos de exploración y desarrollo, con escenarios alternos de incrementos o reducción del precio de los hidrocarburos y minimizar la pérdida de valor.
- 6.- **Social.**- Retrasos en la adquisición sísmica y perforación de pozos, por lo cual se llevará a cabo estudios de desarrollo sustentable para su aplicación en las comunidades asociadas al proyecto.
- 7.- **Recursos Humanos.**- Insuficiente cantidad de especialistas con alto nivel de competencia para atender los estudios necesarios en la documentación de nuevas oportunidades, reducción de riesgos e incertidumbre, incorporación de mejores prácticas y análisis postmortem de las oportunidades, por lo cual se tiene programado fortalecer la cantidad y calidad de los especialistas en geociencias e ingenierías asignados.
- 8.- **Plan de Mitigación.**- De acuerdo a las variables críticas detectadas en el proyecto, se elaborará un informe semestral de avances.

**10. Indicadores técnicos Económicos**

El tipo de hidrocarburo esperado es gas, condensado y aceite ligero. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 13 a 38%. El recurso prospectivo con riesgo es de 233 mmbpce. El costo de descubrimiento corresponde a 15.32 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente de la Inversión	mm\$	4,103	4,103
Valor Presente Neto	mm\$	11,834	3,170
Relación VPN/VPI	\$/ \$	2.88	0.77
Tasa Interna de Retorno	%	78	37

**11. Resultado del Dictamen**

El Dictamen del Proyecto se realizó con base en la información presentada durante la revisión formal con los pares y GADTP, las aportaciones detectadas por los mismos, así como los documentos adicionales solicitados al Activo, correspondiente al Ciclo de Planeación 2012, con objeto de fortalecer la Cartera de Proyectos de Inversión de Pemex Exploración y Producción, resultando **APROBADO** el Proyecto Exploratorio Oyamel.

<p>Elaboró</p>  <p>Ing. Angel Lavalle Hurtado</p>	<p>Revisó</p>  <p>Dr. Fernando Ascencio Cendejas</p>	<p>Autorizó</p>  <p>M. en I. Rubén Luján Salazar</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla 21. Comparativo Cédula vs. DSD1.

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	3,570	3,570	0
Gasto de Operación	mmpesos	217	217	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	60	60	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	233	233	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	581	581	0
Horizonte	Años	2013-2030	2013-2030	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	67	67	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	11,834	11,834	0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	4,103	4,103	0
VPN (después impuestos)	mmpesos	3,170	3,170	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	4,103	4,103	0
Estudios geológicos	número	54	47	13
Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	Km <sup>2</sup>	900	900	0

Al respecto, se puede observar que entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex existe una variación (13%) en cuanto a los estudios geológicos a realizar.

Para garantizar que se trata del mismo proyecto, es importante mantener la consistencia entre la información que es evaluada por el Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex y la que se remite a la Comisión.



## VIII. Mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa

Para evaluar la eficiencia operativa se presentan métricas del proyecto con base en lo que Pemex consideró incorporar para inversiones, gastos de operación, metas físicas, entre otros. Se considera necesario que Pemex dé seguimiento al proyecto y facilitar la detección de una posible modificación sustantiva, al revisar la variación anual de los rubros propuestos.

Proyecto de Exploración Oyamel												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030	% Variación
<b>Modificación Sustantiva</b>												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	10	11	26	25	79	153	604	242	3,570	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	0	0	0	1	2	3	4	67	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	1	1	1	1	3	4	3	3	47	25
	(número)	Real										
4.- Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	(número)	Programa	0	0	0	0	0	0	1	0	1	25
	(número)	Real										
<b>Seguimiento</b>												
5.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	60	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	0	0	0	23	20	11	16	233	NA
7.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	0	0	0	60	42	22	33	581	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										
<b>NA. No aplica.</b>												

## IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

De la información remitida por Pemex a esta Comisión, el equipo de trabajo realizó el análisis del proyecto de exploración Oyamel, dictaminándolo como ***favorable para el DSD1 Evaluación del Potencial***, con la finalidad de realizar la evaluación del potencial petrolero en rocas del mesozoico y terciario del Golfo de México y la factibilidad de descubrir nuevos campos tanto en los plays establecidos, como en los considerados hipotéticos. Recabar la información geológica-geofísica necesaria para la interpretación, evaluación del potencial y cuantificación de reservas. Lo anterior, sin perjuicio de las observaciones y recomendaciones que derivan de la información documental del proyecto, presentada ante la Comisión, y que se emiten a efecto de que Pemex las considere en la ejecución y seguimiento del proyecto.

Asimismo, dichas observaciones y recomendaciones se harán del conocimiento de la Secretaría de Energía, con la finalidad de que sean tomadas en cuenta en el ejercicio de las atribuciones de dicha dependencia, relacionadas con la aprobación del proyecto, en su caso y el otorgamiento o cancelación de asignaciones y de permisos relacionados con el proyecto en revisión.

Por su relevancia, a continuación se exponen las principales observaciones y recomendaciones que se dirigen a Pemex en relación con el proyecto Oyamel y que se detallan principalmente en el capítulo VI del presente dictamen:

### ***a) Recomendaciones a Pemex***

Dentro de las actividades descritas en el documento evaluación del potencial (DSD1), Pemex planea, perforar 67 pozos exploratorios, realizar 47 estudios geológicos y adquirir 900 km<sup>2</sup> de sísmica 3D en el período 2013-2030.

En relación con lo anterior se señala lo siguiente:

**Documentación del proyecto:**

1. Con la finalidad de evitar incongruencias en la información técnica enviada, se considera conveniente que Pemex documente los proyectos enviados a la Comisión de manera consistente.

**Seguimiento y evaluación del proyecto:**

2. A efecto de que la Comisión esté en posibilidad de dar seguimiento al proyecto, se solicita a Pemex que entregue cada dos años, los resultados de los avances obtenidos en las actividades planteadas para el DSD1-Evaluación del Potencial.

Lo anterior, con independencia que, en su momento, la Comisión dictaminará el proyecto en sus etapas DSD2-Incorporación de reservas y DSD3-Characterización inicial/Delimitación de yacimientos.

3. Para identificar posibles modificaciones sustantivas al proyecto, se recomienda dar seguimiento a las métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de los Lineamientos técnicos y hacerlos del conocimiento de la Comisión.

**Geociencias:**

4. Ya que el proyecto Oyamel está en una etapa temprana dentro del proceso exploratorio, la CNH considera que se revise la evolución del modelo geológico en donde están sustentadas las localizaciones exploratorias, ya que tienen que ser actualizadas y calibradas en función de la incorporación de los estudios geológicos, de procesamiento sísmico y de la adquisición de la nueva sísmica 3D que se pretende adquirir.

5. Los estudios geológicos, de adquisición sísmica y su interpretación, deben ser integrados por Pemex a los modelos actuales, con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición con mayor certidumbre de las oportunidades exploratorias; de lo anterior se recomienda enviar los resultados correspondientes a la Comisión.
  
6. Envíe a la CNH una copia del Informe Final, al término de los estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería realizados; con sus respectivos análisis, conclusiones y recomendaciones, que realice para este proyecto.

**Perforación:**

7. Para dar un seguimiento adecuado, la Comisión requiere contar con el análisis post mortem de los pozos exploratorios terminados.
  
8. Realice un modelo de dependencia entre pozos a perforar en el proyecto, para establecer escenarios de acuerdo al resultado que se obtenga con los elementos del sistema petrolero y *plays* analizados.
  
9. Dar cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.
  
10. Proporcionar la relación de coordenadas de los pozos a perforar, para facilitar la ubicación del proyecto.

**Evaluación económica:**

11. Proporcione la información necesaria para evaluar económicamente la alternativa 2 de este proyecto, ya que únicamente se entregó la correspondiente para la alternativa 1.

12. Que realice y remita el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).
13. Las opciones presentadas por Pemex, no muestran diferencias sustantivas que requieran de un análisis profundo para su elección, dado que los elementos que consideran son muy parecidos y no representan realmente una alternativa (aplicación de la metodología VCD visualización, conceptualización y definición).
14. Realice y remita 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 analizar 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.

**Protección ambiental:**

15. Proporcionar la relación de coordenadas de las áreas avaladas ambientalmente para simplificar la ubicación del proyecto
16. De acuerdo a la información enviada, la poligonal del Resolutivo ambiental San José de las Rusias cubre el 93% de la superficie total del proyecto de exploración Oyamel. Para el área restante (7%) esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para que se realicen las actividades contempladas para el área.

**Seguridad industrial:**

17. Que considere la seguridad industrial como un sistema de administración integral que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos operativos de seguridad,

salud e impacto al medio ambiente y comunidad, 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) Cumplimiento a la normativa*

1. Pemex debe considerar la normativa emitida por la Comisión en relación con el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación al momento de documentar los planes de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos.
2. En el caso de éxito exploratorio, Pemex deberá presentar a la Comisión, los resultados del programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte y análisis de núcleos, determinaciones de laboratorios, entre otros; para definir las características del sistema roca-fluido que permitan apoyar la estrategia de explotación de los campos descubiertos.

Lo anterior, con base en lo establecido en la normativa emitida por la Comisión en materia de diseño de proyectos.

3. Pemex debe presentar la información referida en el artículo 31 de los Lineamientos técnicos, para estar en posibilidad de publicar los planes y programas, tal como lo señala el artículo 50 de dicha normativa.

## X. Opinión a la Secretaría de Energía

De acuerdo con lo señalado en el artículo 50 de los Lineamientos técnicos y para los efectos administrativos a que tenga lugar, se emite el presente dictamen y opinión respecto del proyecto de exploración Oyamel en sentido ***favorable*** con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1), con la finalidad de que se obtenga la información geológica-geofísica necesaria para la evaluación del potencial petrolero y cuantificación de reservas.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión emite las siguientes recomendaciones:

1. Se sugiere autorizar a Pemex únicamente las asignaciones en las que se pretenden realizar las actividades establecidas en el documento DSD1- evaluación del potencial, del presente proyecto.
2. Se hace de su conocimiento, que la poligonal del Resolutivo ambiental San José de las Rusias cubre el 93% de la superficie total del proyecto de exploración Oyamel.
3. Se someten a su consideración, las métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de este dictamen técnico, lo anterior, para que Pemex entregue un informe de avance que permitirá dar seguimiento a las actividades del proyecto e identificar, en su caso, modificaciones sustantivas.
4. Se sugiere a la SENER considerar las observaciones técnicas realizadas por la Comisión, en relación con el ejercicio de sus atribuciones relacionadas con la aprobación de proyectos, la emisión de permisos y el otorgamiento y cancelación de asignaciones petroleras.