

# Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Holok (nuevo)

MAYO 2013

<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.....	9
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, DE POSIBLE DESARROLLO Y GASTOS DE OPERACIÓN.....	11
F) INDICADORES ECONÓMICOS .....	12
<b>V. EMISIÓN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>14</b>
• REVISIÓN DOCUMENTAL .....	14
• SUFICIENCIA DOCUMENTAL .....	14
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	16
<b>VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO .....</b>	<b>19</b>
A) ÉXITO EXPLORATORIO Y LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS. ....	19
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS. ....	21
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO. ....	23
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS .....	23
<i>Análisis de alternativas.</i> ....	23
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	25
III. ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	26
IV. ASPECTOS AMBIENTALES. ....	30
D) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	33
<b>VII. OPINIÓN DE LA MIP .....</b>	<b>46</b>
<b>VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....</b>	<b>53</b>
<b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>54</b>
A) RECOMENDACIONES A PEMEX .....	55
B) CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVA DE LA COMISIÓN.....	58
<b>X. OPINIÓN A LA SECRETARÍA DE ENERGÍA.....</b>	<b>60</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 Holok, el cual es clasificado como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Holok se ubica en aguas territoriales del Golfo de México Profundo y es desarrollado por el Activo de Exploración de Aguas Profundas Sur. Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración, hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, el proyecto se dividió en dos áreas Ayikal y Lipax, una de ellas donde el conocimiento adquirido a la fecha permite explorarla para obtener resultados en el corto y mediano plazos y la segunda, cuya complejidad técnica demanda mayor tiempo de estudio para obtener resultados en el mediano y largo plazos, respectivamente. 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, y esto facilitará su administración y la integración de la información realizada a la fecha.

Pemex considera importante el desarrollo del presente proyecto, dado que las expectativas para la evaluación del potencial, incorporación de reservas y delimitación de campos a corto y mediano plazos son elevadas y constituyen una oportunidad estratégica para continuar explorando con tecnología de vanguardia, aplicada al desarrollo de estudios geológicos, a la interpretación de nuevos datos sísmicos y a la perforación de pozos exploratorios.

## 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 Holok.
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.*

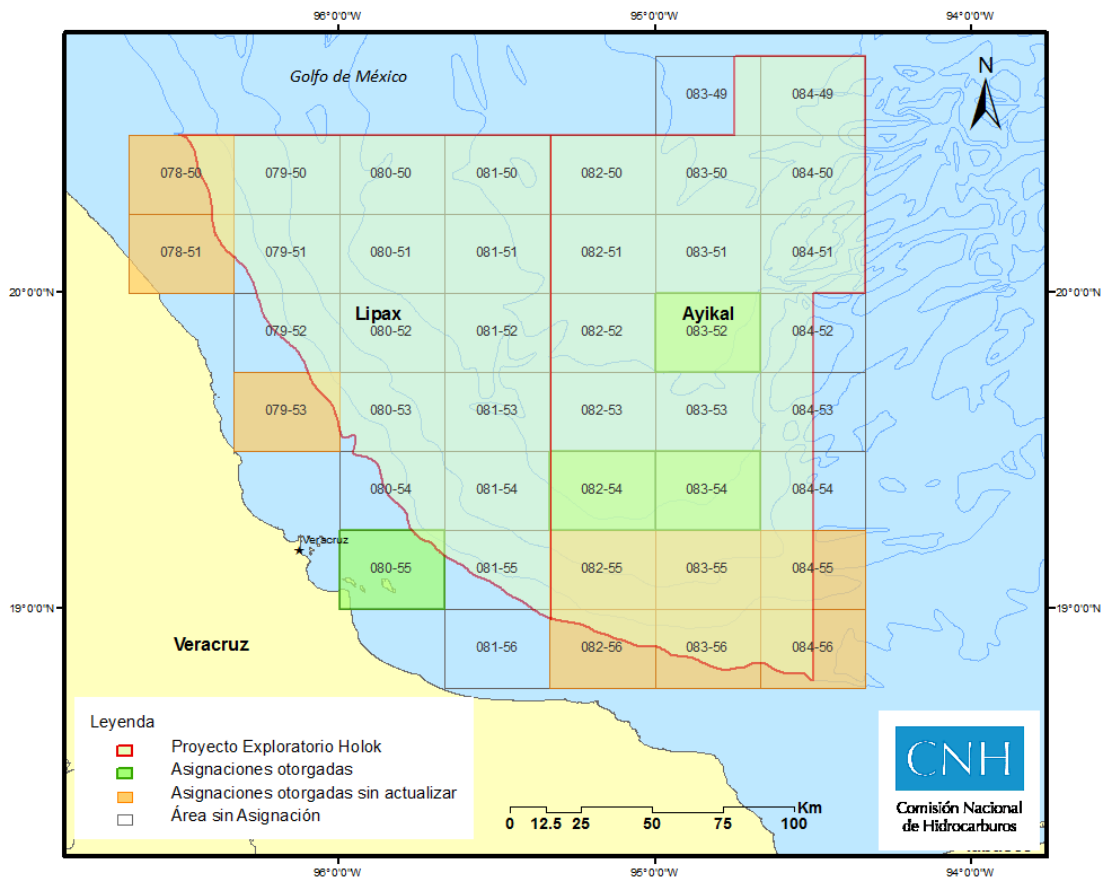
## IV. Elementos generales del proyecto

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

### a) Ubicación.

El proyecto Holok se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, limita al norte con los proyectos exploratorios en aguas profundas del Golfo de México, Tlancanan y Pulhman, al noroeste y suroeste con proyectos exploratorios en aguas someras a partir de la isobata de 500 m de Lebranche y Alosa, al Este con el proyecto Han. El proyecto comprende un área de 30, 840 km<sup>2</sup>, dividido en dos áreas Ayikal (12,843 km<sup>2</sup>) y Lipax(17,997 km<sup>2</sup>), figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Holok





## ***b) Objetivo***

Evaluar el potencial petrolero en la porción sur occidental del Golfo de México Profundo, así como caracterizar y delimitar el yacimiento a fin de maximizar la estrategia de exploración, con la intención de incorporar reservas en el periodo comprendido de 2013 al 2027 en los plays del Terciario, con un volumen que varía de 752 mmbpce en el percentil 10 a 3,422 mmbpce en el percentil 90 y con un valor medio de 1,894 mmbpce, para lo que se requerirá una inversión exploratoria total de 62,465 millones de pesos.

## ***c) Alcance.***

El programa operativo considera la perforación de 28 pozos exploratorios, tres de ellos delimitadores, la realización de 70 estudios geológicos, 28 estudios geofísicos de apoyo a la perforación, 13 estudios metoceanicos.

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

Para realizar la evaluación económica de las oportunidades y localizaciones exploratorias, Pemex considero las probabilidades geológicas y los recursos prospectivos de cada objetivo que las conforman, los costos de perforación y terminación de pozos exploratorios y de futuro desarrollo, así como la inversión de infraestructura de producción, tipo y precio de los hidrocarburos esperados, tipo de cambio y tasa de descuento.

El riesgo y la incertidumbre de las variables geológicas se representan por una distribución de resultados esperados de los recursos prospectivos a incorporar, asimismo se obtienen distribuciones de probabilidad de la producción de hidrocarburos que aportará el futuro desarrollo, de los ingresos, egresos e indicadores económicos. Es importante mencionar que estos resultados se obtienen mediante una evaluación que se realiza utilizando métodos de simulación probabilísticas.

En el caso específico de la estimación volumétrica, los factores de alta incertidumbre que podrían afectar el volumen esperado son: Área, espesor, porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos, que se toman de la información geológica geofísica existente.

En la tabla 1, se presentan los plays principales y los tipos de hidrocarburos esperados en las áreas consideradas de conceptualización, así como sus recursos prospectivos y su probabilidad geológica (Pg) promedio.

Tabla 1 Plays del proyecto Holok.

Play	Hidrocarburo Principal	Recursos Pmedia MMBPCE Sin Riesgo	Promedio de Pg	Recursos Pmedia MMBPCE
Neógeno	Aceite ligero	5,361	22%	745
	Gas húmedo	4,359	44%	698
	Gas seco	276	32%	84
Paleógeno	Aceite ligero	3,246	18%	209
	Gas húmedo	779	20%	93
Jurásico Superior	Aceite ligero	771	21%	65

Para analizar y evaluar la estrategia exploratoria, Pemex considero 2 alternativas:

**Alternativa 1**, corresponde a la alternativa seleccionada por Pemex, considera la perforación de 28 pozos exploratorios, con ello se estima evaluar un recurso prospectivo sin riesgo de 6,223 mmbpce en la media. Con esta alternativa se pretende incorporar un recurso medio con riesgo de 1,894 mmbpce en un período de 13 años (2013-2025), se tiene contemplada la realización de 70 estudios geológicos, para reducir la incertidumbre y estimar el riesgo geológico en las oportunidades exploratorias, además de 13 estudios metoceanicos. Todo esto mediante una inversión exploratoria total de 62,465 millones de pesos, de los cuales 59,515 corresponden a inversión estratégica y 2,949 de inversión operacional.

Para la alternativa seleccionada, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 1,894 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la tabla 2.

Tabla 2 Recursos prospectivos a incorporar con riesgo, alternativa 1 seleccionada, mmbpce.

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P <sub>10</sub>	0	0	0	18	0	0	0	0	752
Media	266	333	200	255	214	144	106	64	1,894
P <sub>90</sub>	645	872	587	628	591	395	233	122	3,422

**Alternativa 2**, considera la perforación de 28 pozos exploratorios, con lo cual, se estima un recurso prospectivo medio sin riesgo de 6,223mmbpce. Con esta alternativa se pretende incorporar un recurso medio con riesgo de 1,894 mmbpce en un período de 13 años (2013-2027), se tiene contemplada la realización de 70 estudios geológicos, además de 13 estudios metoceanicos. Todo esto mediante la inversión exploratoria total de 62,465millones de pesos de los cuales 59,515 corresponden a inversión estratégica y 2,949 de inversión operacional. El Valor Presente Neto medio es de 73,530 millones de pesos, mientras que la relación VPN/VPI es de 0.92% antes de impuestos; después de impuestos el VPN es 27,608 millones de pesos y la relación VPN/VPI es 0.34%.

Para la alternativa 2, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 1,894 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la tabla 3.

Tabla 3 Recursos prospectivos a incorporar con riesgo, alternativa 2, mmbpce.

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P <sub>10</sub>	0	0	0	18	0	0	0	0	771
Media	266	333	200	255	127	78	57	63	1,894
P <sub>90</sub>	645	872	587	628	375	176	129	158	3,571

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

La inversión exploratoria requerida por actividad para la alternativa 1 seleccionada, se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Inversión exploratoria, alternativa 1 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Inversión exploratoria	5,326	3,926	3,373	5,050	8,208	3,780	3,196	5,452	62,465
Estratégica	5,085	3,688	3,135	4,815	7,973	3,545	2,974	5,234	59,515
Pozos	4,765	3,570	3,047	4,716	7,890	3,470	2,927	5,187	58,402
Estudios geofísicos	11	7	11	7	7	7	7	7	101
Sísmica	215	0	0	0	0	0	0	0	215
Estudios geológicos *	95	111	77	91	77	68	40	40	797
Operacional	240	238	238	235	235	235	222	218	2,949

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

\* Incluye la inversión de estudios metoceanicos

Las estimaciones de inversiones de futuros desarrollos y costos operativos, para la alternativa 1 seleccionada, se muestran en las tablas 5 y 6, respectivamente.

Tabla 5. Inversiones de futuros desarrollos, mmpesos

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P10	0	0	0	0	0	0	0	0	133,805
Media	0	0	0	0	0	0	0	3,100	212,340
P90	0	0	0	0	0	0	0	6,021	335,801

Tabla 6 Costos operativos de futuros desarrollos, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	83,080
Media	0	0	0	0	0	0	0	0	123,127
P <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	197,965

## f) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación de este proyecto, se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Premisas económicas.

Concepto	Propuesta (incremental)
Precio aceite pesado (usd/b)	81.81
Precio aceite superligero (usd/b)	95.93
Precio condensado (usd/b)	88.87
Precio aceite ligero (usd/b)	91.58
Precio gas húmedo (usd/b)	5.71
Precio gas seco (usd/b)	4.79
Tipo de cambio (pesos por dólar)	12.76
Pesos de:	2012
Año base de indicadores	2013
Periodo de actividad exploratoria	2013-2027
Periodo del proyecto	2013-2061

Para la evaluación económica del proyecto, alternativa 1, se consideraron los valores medios anuales de producción, inversión total y gastos de operación que se obtienen de la simulación probabilista realizada al proyecto. La evaluación económica proporciona resultados antes y después de impuestos. Los indicadores económicos, que resultaron de la evaluación, para esta alternativa, se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Indicadores económicos

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mmpesos	80,849	32,199
Relación VPN/VPI	peso/peso	1.00	0.40
Tasa Interna de Retorno	%	23	18
Beneficio Costo	peso/peso	1.82	1.22
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	80,931	80,931
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	179,039	179,039
Valor Presente de los Costos	mmpesos	17,259	17,259
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos	ND	48,650
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	98,190	146,840

## 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 iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se encuentra en la tabla 9.

Tabla 9. Ficha de información proporcionada.

<b>I. Resumen ejecutivo</b>		
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	Si	
e. Alineación con las estrategias corporativas de Pemex y la política de hidrocarburos	Si	
<b>II. Introducción</b>	Si	
<b>III. Objetivos y alcance de la etapa de visualización</b>	Si	
<b>IV. Adquisición y evaluación de datos e información</b>		
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	Si	
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.	No	No se presenta información del origen del sistema, facies, migración y acumulación.
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.	Si	
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	No	Se describe la ubicación geológica, mas no la geográfica (sólo se presenta una imagen sin descripción).
b. Descripción	Si	
c. Volumetría	Si	
d. Probabilidad geológica y comercial, elementos de riesgo	Si	
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	

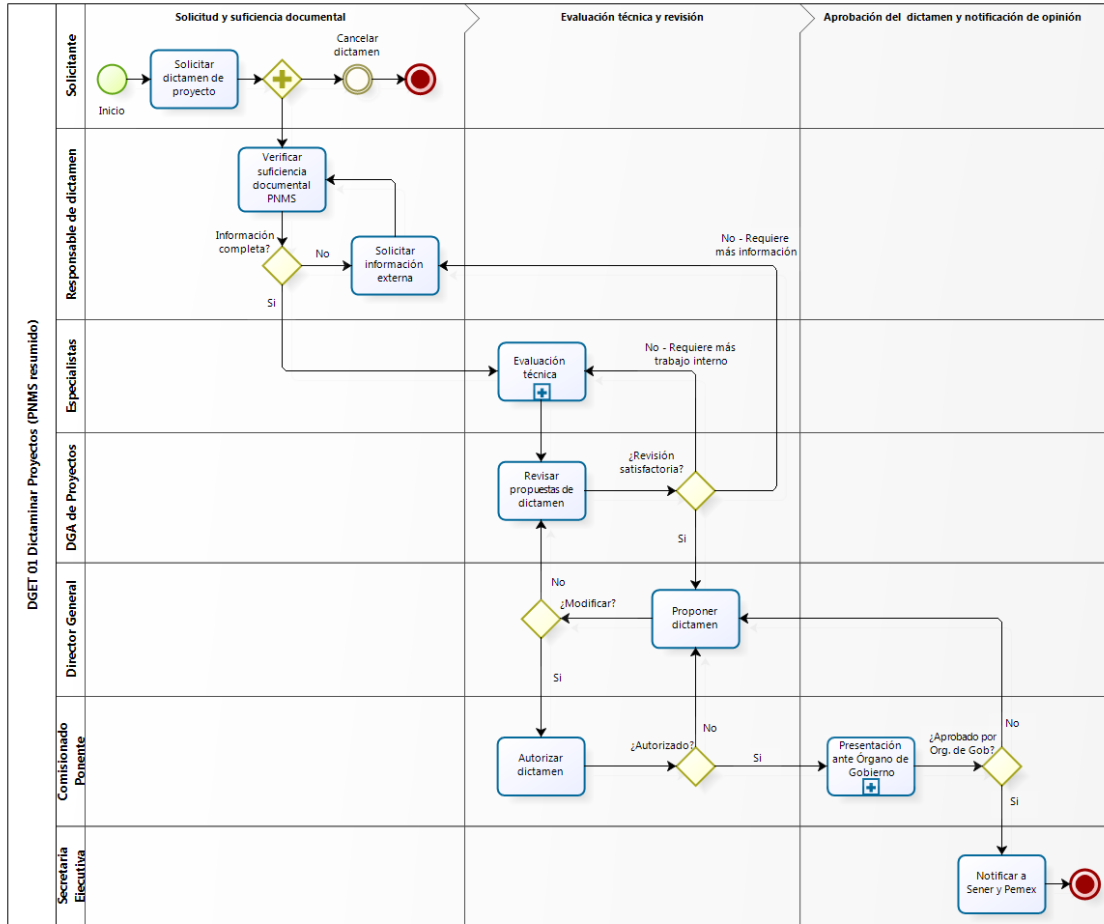
VIII. Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información	Si	
IX. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información	Si	
X. Identificación de tecnologías y/o procesos nuevos por considerar	Si	
XI. Plan de ejecución de la próxima etapa		
a. Recursos requeridos 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

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 y la incorporación de reservas.*

Los programas de exploración desarrollados actualmente por Pemex en áreas cada vez más desafiantes, como es el caso al incursionar en aguas profundas y ultraprofundas, debajo de estructuras salinas; en muchos de los casos, ocasionan entre otras complejidades técnicas, que las imágenes sísmicas necesarias para la etapa de exploración, resulten sombrías o indefinidas, lo cual hace necesario el uso de tecnologías de vanguardia para obtener resultados de alta calidad, contribuyendo sustancialmente a la reducción del denominado Riesgo Exploratorio.

Dentro de las tecnologías utilizadas actualmente se encuentra la sísmica 3D, la cual produjo un mejoramiento del éxito general de la perforación de pozos exploratorios, sin embargo, el índice de éxitos sigue siendo bajo, y dado el alto costo de perforación por pozo en aguas profundas, es necesario utilizar mejores tecnologías con la finalidad de reducir el número de pozos secos o no comerciales.

Los levantamientos de sísmica 3D que mejoraron sustancialmente los índices de éxito de las operaciones de perforación en tierra y en aguas someras, no siempre son adecuados para la exploración en aguas profundas y en otras áreas problemáticas como, fondos marinos duros, bajo capas salinas, y carbonatadas.

La geología compleja y la presencia de capas altamente refractivas producen el fenómeno de curvatura de rayos, que hace que las ondas sísmicas no alcancen ciertas profundidades del subsuelo. Además, el ruido causado por los reflectores cercanos a la superficie puede enmascarar las señales débiles que retornan desde las formaciones profundas.

Las imágenes de áreas prospectivas subsalinas de aguas profundas han sido particularmente difíciles de generarse correctamente.

Lo anterior no quiere decir que la sísmica 3D no haya sido útil para descubrir numerosos campos en el Golfo de México, los cuales alojan varios millones de barriles de petróleo, sin embargo solo una pequeña parte se encuentra en desarrollo.

Una de las razones por las que no se estén desarrollando todos los campos descubiertos en su totalidad, quizá se deba a que la calidad de los datos sísmicos pudo haber servido para desarrollar los programas exploratorios, pero no sea lo suficientemente buena para crear modelos precisos para el desarrollo de los yacimientos.

Lo anterior deberá mover a la reflexión para que se utilicen en este proyecto las mejores prácticas relacionadas con la adquisición de levantamientos y el análisis de datos que mejoren la información obtenida con los levantamientos marinos de sísmica 3D, considerando las innovaciones en materia de iluminación sísmica, con diferentes ángulos (WAZ) y nuevas configuraciones de fuentes y receptores que incrementen la calidad de la señal sísmica en áreas en las que resulte difícil obtener representaciones del subsuelo, contribuyendo además a la reubicación de pozos de desarrollo.

Ejemplo de lo anterior, sería el uso de cualquier sistema sísmico que incorpore sensores unitarios calibrados, registrando señales de receptores individuales, mejorando el muestreo espacial tanto del ruido como del campo de onda deseado, lo que se traducirá en diversas ventajas con respecto al método de adquisición convencional.

Este tipo de levantamientos han ampliado el ancho de banda en un promedio del 40% en comparación con la tecnología de formación de grupos analógicos, incrementando de esta manera la resolución de las imágenes sísmicas.

La identificación de recursos prospectivos involucra un cierto grado de incertidumbre, que está sujeta principalmente a la cantidad y calidad de información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería disponible en el momento en que se realizó la estimación e interpretación de dicha información.

Pemex con el desarrollo de este proyecto pretende acceder a los hidrocarburos localizados en aguas profundas y ultraprofundas, lo cual representa el cumplimiento de normas de seguridad cada vez más severas y programas de desarrollo optimizados, dado el incremento en los costos para la exploración.

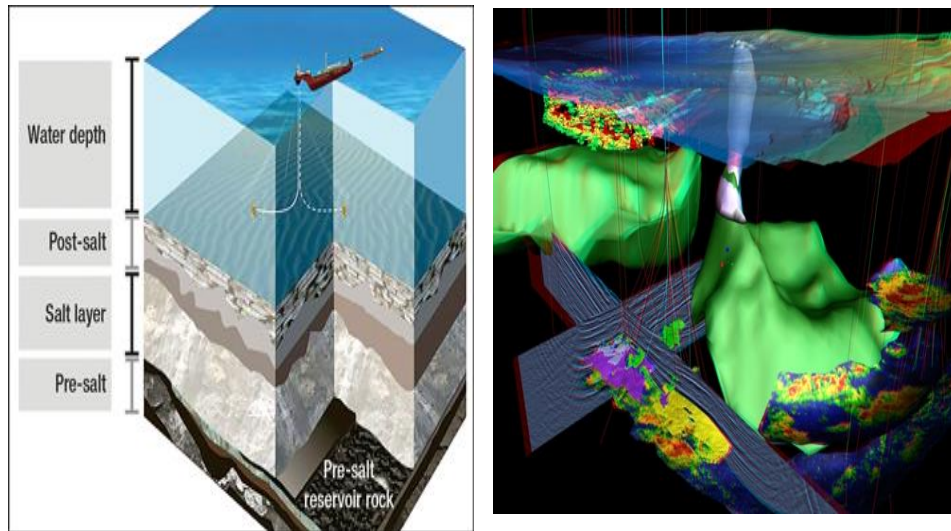
Lo anterior obliga a Pemex a considerar el empleo de las mejores tecnologías y prácticas operativas para identificar con la menor incertidumbre posible las mejores áreas prospectivas para la explotación de los yacimientos de hidrocarburos, dado que incide en la creación de modelos más precisos (estáticos y dinámicos) que conlleva al desarrollo óptimo de los yacimientos y por consiguiente a la incorporación de reservas de hidrocarburos en el menor tiempo y con el menor riesgo y costos posibles.

### ***b) Tecnologías a utilizar para optimizar la exploración en las diversas etapas de los proyectos.***

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 más adelante.

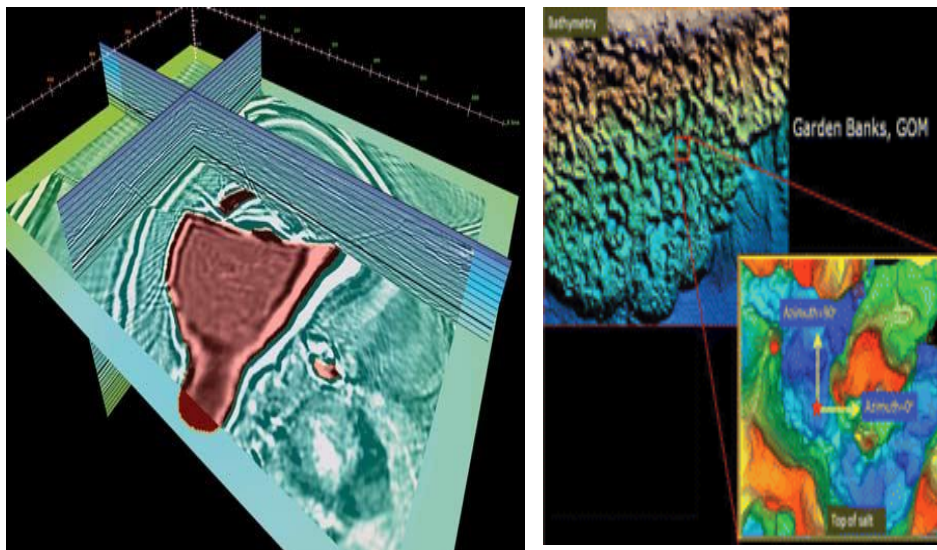
- **Bright spot:** Para la exploración de yacimientos de gas a grandes profundidades por debajo de la sal, se debería considerar utilizar la identificación sísmica de “bright spot”; consistente en un estudio detallado de los sistemas encadenados con sísmica de alta resolución calibrada con pozos y su 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 3.

Figura 3. Exploración a grandes profundidades por debajo de la sal



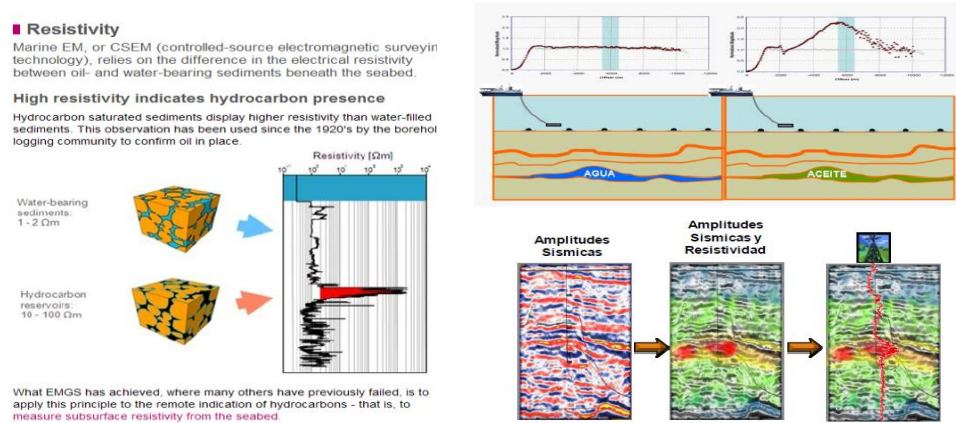
- **Reverse Time Migration (RTM)**, mejora la interpretación de la sísmica de exploración en áreas geológicas complejas, reduciendo los tiempos de ejecución, figura 4.

Figura 4. Ejemplos de Reverse Time Migration (RTM) en aguas profundas.



- Método Electromagnético en el fondo marino, para la detección de nuevas áreas prospectivas en cuencas marino-profundas, figura 5.

Figura 5.- Método Electromagnético en el fondo marino.



- En relación a las tecnologías para el taponamiento de pozos, se requiere un análisis que detalle los tipos de tecnologías que se están considerando para asegurar un tapón de abandono más duradero que los actuales, de modo que se reduzcan agrietamientos, pérdidas de aislamiento, tiempos de operación y se aumente la resistencia a la compresión.

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

Para 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.**

- a) Las alternativas presentadas son acordes a la actividad exploratoria que se presenta para el proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda la incorporación de tecnologías de vanguardia, para el análisis de áreas subsalinas, que apoyen para realizar una mejor

estimación de volúmenes (recursos prospectivos) debidas a la complejidad estructural y estratigráfica.

- b) 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.
- c) Es necesario incorporar, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios relacionados con la ejecución del proyecto, considerando los éxitos y fracasos de todos los elementos presentes del sistema petrolero y del play analizado.
- d) 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.
- e) 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).

*Formulación del proyecto.*

- a) El proyecto de exploración Holok actualmente gestiona su registro como proyecto nuevo ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Lo cual apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias y de los proyectos de explotación.
- b) En la tabla 10 se muestran los valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo sin riesgo presentado por Pemex. Como se puede observar, las probabilidades geológicas son características de un proyecto de incorporación de reservas, 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. Oportunidades exploratorias a perforar en los 3 primeros años del programa

Pozo	Año	Recurso prospectivo medio, sin riesgo (mmbpce)	Pg (%)	T.A. (m)	P.T. (m)	Plays
Yoka-1	2013	681	39%	2082	4500	Neógeno y Paleógeno
Atal-1	2014	171	58%	2409	4000	Neógeno
Tumtah-1	2014	526	44%	2310	6300	Neógeno y Paleógeno
Kajkunaj-1	2015	276	32%	2073	4000	Neógeno
Naajal-1	2015	224	50%	2470	3700	Neógeno

## *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) De acuerdo a los resultados de los estudios a realizar en el proyecto y en caso de encontrar una columna lito-estratigráfica con presencia de cuerpos de sal, la Comisión recomienda realizar un modelado sismológico que permita optimizar la imagen asociada a la porción dominada por tectónica salina.
- c) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean actualizados al contar con nueva información resultante de un estudio o de nuevas interpretaciones y de la perforación de un pozo, entre otros y reportar la posible modificación sustantiva del proyecto a la CNH.

- d) 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.
- e) 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, a saber: riesgo e incertidumbre.

Si bien en los proyectos de explotación se definen perfiles de producción, montos de inversión y costos, en los proyectos de exploración se debe considerar que las localizaciones pueden ser

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 para 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.<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

---

<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.

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 económica son presentados en la tabla 11.

Tabla 11. Supuestos Financieros.

<b>Concepto</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Precio del crudo	91.58	usd/barril
Precio de gas	5.61	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	12.76	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

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

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, Pemex.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	80,849
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	80,931
Relación VPN/VPI =	peso/peso	1
Relación beneficio costo	peso/peso	1.82

- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa 1 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).
- c) Bajo las premisas del proyecto Holok, presentadas por PEP en la etapa DSD1- evaluación del potencial, la alternativa propuesta resulta rentable. En el DSD2-incorporación de reservas, no se hace mención a la evaluación. En el DSD3-caracterización/delimitación de yacimientos, Pemex menciona que de acuerdo a la metodología institucional, la evaluación técnica-económica se efectúa hasta que el yacimiento está delimitado y caracterizado, y, que no presenta la evaluación económica de las localizaciones delimitadoras, ya que éstas están programadas para documentarse y evaluarse en 2013 y los próximos años, y una vez que cuente con la aprobación técnica de las mismas.
- d) Los montos totales de costos e inversiones que se presentan en la etapa DSD1- evaluación del potencial, tienen las siguientes características:
- La inversión para exploración del proyecto reportada es 27%, superior a la estimada en el escenario medio de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias (BDOE).
  - La inversión estimada en el proyecto para futuros desarrollos es menor 4% de la presentada en la BDOE.
  - Los costos operativos son 28% superiores a los costos reportados en la BDOE
- e) Las probabilidades de éxito comercial varían entre 12% y 57%, por lo que se aprecia la existencia de un elevado grado de incertidumbre.
- f) Se presenta una evaluación económica determinista a partir del escenario presentado por PEP en el DSD1 del proyecto Holok.
- g) 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. Si bien en periodos cortos la inversión, los costos y la producción podrían variar, en el horizonte de planeación total deberían ser similares.

h) Después de impuestos el proyecto deja de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:

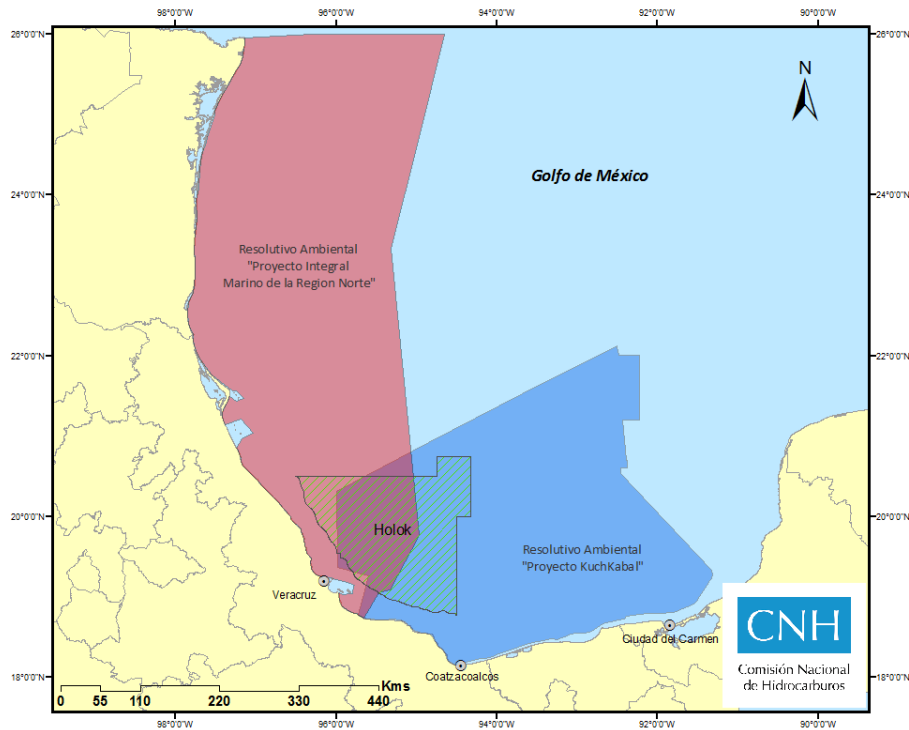
- El precio del aceite se reduce en 39%.
- La producción de hidrocarburos se contrae en 28%.
- Los costos totales aumentan 39%.

i) De acuerdo al oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado con la clase de costos del proyecto 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 los oficios resolutivos emitidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) correspondientes al proyecto Holok se encuentran bajo el nombre del Proyecto Integral Marino de la Región Norte, con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 emitido en febrero de 2005 y su respectiva modificación realizada en enero del 2006 mediante el oficio S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06 bajo el nombre de Proyecto Kuchkabal, figura 6.

Figura 6. Resolutivos ambientales del proyecto Holok



En los resolutivos descritos se establece que la Dirección de Impacto y Riesgo Ambiental de la SEMARNAT “consideró viable el desarrollo del proyecto de manera general, siempre y cuando Pemex cumpla con la preparación del terreno, construcción, operación, mantenimiento y abandono de las obras y actividades autorizadas tanto del Proyecto Integral Marino de la Región Norte como del Proyecto Kuchkabal. Igualmente se establece que deberán sujetarse a la descripción contenida en la Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Regional y al Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis Detallado de Riesgo; de la Información Adicional y de los planos del proyecto, así como a lo dispuesto en el resolutivo y sus condicionantes, hace énfasis en no incursionar en las reservas y áreas protegidas que colindan con la poligonal establecida”.

Al respecto, se destaca lo siguiente:

1. El oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 emitido en febrero del 2005, correspondiente al Proyecto Integral Marino de la Región Norte, no incluye al proyecto

Holok dentro del cuadro de áreas de oportunidad; y la modificación tampoco considera el nombre del proyecto Holok.

2. El oficio Resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06 emitido en enero del 2006, determina que el Proyecto Kuchkabal es autorizado de manera condicionada hasta el año 2020, ya que el operador afirma que las áreas y reservas naturales, protegidas serán excluidas de toda actividad.

Para el procedimiento de verificación ambiental, la CNH obtuvo y analizó los oficios resolutivos señalados por Pemex de la página web de la citada dependencia.

Con base en lo anterior, esta Comisión concluye 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) En el área de estudio, Pemex actualmente realiza la caracterización de yacimientos y la perforación de 7 pozos exploratorios y 1 de delimitación, ubicados en la parte sur del proyecto Holok, algunos de estos se encuentran aproximadamente a una distancia de 40 km de la costa de Veracruz, por lo que se recomienda realizar las evaluaciones de riesgos ambientales solicitadas por la SEMARNAT.
- d) Se destaca que el oficio resolutivo de referencia recomienda que dada la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para su evaluación en materia de impacto ambiental.



- e) Es necesario 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 de exploración Holok, Pemex señala que existen riesgos inherentes a la naturaleza de éste, es decir, los asociados con la geología donde se localiza el proyecto. Los riesgos identificados son comunes para las alternativas planteadas, y están asociados a los aspectos: técnicos, tecnológicos, económicos, sociales, ambientales, salud y de seguridad.

- **Identificación de peligros.**

Los principales riesgos asociados a la perforación exploratoria marina en aguas profundas están relacionados a la posibilidad de presentarse accidentes mecánicos, derrames de hidrocarburos, de productos químicos o fugas de gas que pongan en riesgo al personal, instalaciones y al medio ambiente; por lo cual, el personal en la plataforma de perforación cuenta con la normatividad nacional e internacional en materia de seguridad industrial y protección ambiental, tecnologías, equipo y mecanismos de prevención y control necesarios para evitar y/o minimizar eventos de esta índole.

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

- **Evaluación de riesgos operativos.**

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

Además, se tienen las siguientes medidas y planes de contingencia: implantación del sistema integral de administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que incluye los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como control y restauración de las áreas en las que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente.

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

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

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

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

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

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

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

En el proyecto Holok se considera realizar trabajos geológicos, de adquisición sísmica, así como la perforación y terminación de pozos. Para la ejecución de estos trabajos, Pemex ha implementado las recomendaciones que se han emitido por los organismos reguladores internacionales y en especial lo emitido por el nuevo *Bureau of Ocean Energy Management Regulation and Enforcement* (BOEMRE) en todas sus actividades de aguas profundas especialmente en los pozos exploratorios.

En México, el 11 de enero de 2011 fueron emitidas las “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios (PEMEX), para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas” emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); para cumplir con estas disposiciones, Pemex integró un grupo de especialistas que se encuentran documentando los temas solicitados por la CNH; entre los que se encuentran, los siguientes:

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

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

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

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

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

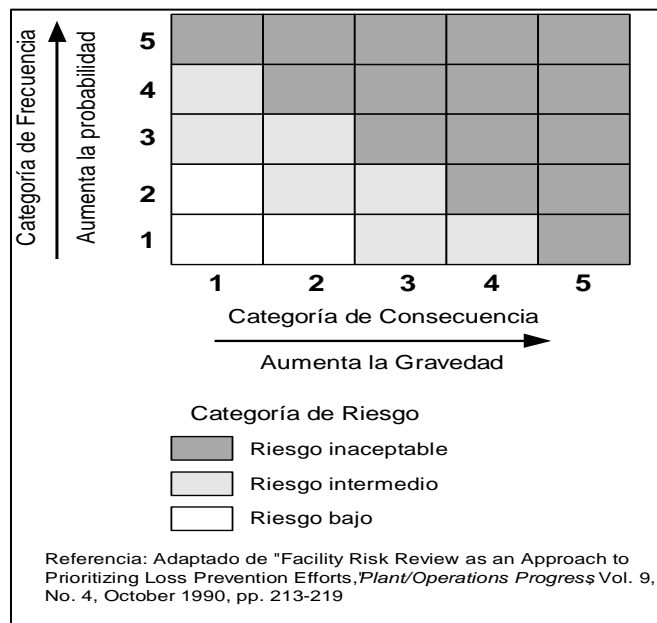
De acuerdo a lo anterior, para determinar el peor escenario se realiza un estudio de Análisis de Riesgo de Procesos, del cual, como primer paso se realiza el Análisis Preliminar de Riesgos identificando, a través del análisis de accidentes histórico, los accidentes más frecuentes, sus causas y consecuencias.

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

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

Como cuarto paso, se desarrolla una matriz de riesgos, la cual permite al equipo FRR identificar los eventos más peligrosos de manera individual. La matriz de riesgos también puede ayudar al equipo a identificar aquellos eventos de alto riesgo que requieren acción inmediata, figura 7.

Figura 7. Matriz de riesgo hipotético.



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

El Análisis de Consecuencias involucra:

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

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

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

A través de esta metodología se determina el peor escenario (Worst Case Scenario) el cual se selecciona determinando la Magnitud de Riesgo (MR) de los escenarios críticos identificados y el o los que resulten con la mayor MR serán los peores escenarios con impactos al personal, a la instalación, al ambiente y a la imagen, tabla 13.

Tabla 13. Análisis, identificación y evaluación de riesgos

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

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

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

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

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

En este sentido el Grupo multidisciplinario de PEMEX, tomando como referencia el COMERI 144, determinó con base a la siguiente tabla, utilizar la técnica ¿Qué pasa si...? ya que esta puede ser aplicada en cualquiera de las etapas de desarrollo de un proyecto. tabla 14 presentada a continuación:



Tabla 14. Técnica ¿Qué pasa si...?.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A continuación, se relacionan los planes de respuesta a emergencias aplicables a los pozos que se perforarán en el proyecto Holok.

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

Este es el documento rector a nivel nacional para definir responsabilidades, establecer la organización de respuesta, proveer información básica sobre las características de las áreas afectadas y los recursos humanos y materiales disponibles y además sugiere líneas de acción para enfrentar incidentes contaminantes.

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

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

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

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

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

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

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

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

**f. Plan de respuesta a emergencias de las Plataformas semisumergibles.**

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

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

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

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

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

En el contexto de la prevención y ante cualquier eventualidad que se pudiese presentar en las instalaciones petroleras costa fuera de Pemex, se tiene establecido un Programa Interinstitucional de Sobrevuelos para la detección oportuna de Derrames de Hidrocarburos, en el cual participan las Dependencias de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) y la Secretaría de Marina, con la finalidad de minimizar los tiempos de respuesta.

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 la soportan, como lo estipulado en la Resolución CNH.12.001/10 emitida, la cual deberá cumplirse en el desarrollo de todas las actividades del proyecto.

- a) En las operaciones de perforación y terminación de pozos exploratorios, así como en la instalación de plataformas en aguas profundas, intervienen terceros, como empresas de servicio y soporte técnico a Pemex, que apoyan en la ejecución de las obras y servicios, las cuales deben ser especializadas en esta clase de trabajos con experiencia calificada y certificada 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. Asimismo, dichas empresas deben

utilizar tecnología de vanguardia, además de realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de seguridad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

- b) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios, Pemex debe verificar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad vigente.
- c) Pemex debe definir los puntos de abastecimiento y atención a pozos en caso de emergencias en función de la nueva distribución geográfica establecida.

## 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 15.

**Proyectos exploratorios: Comalcalco, Cuichapa, Han, Holok y Chalabil.**

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 5 de julio de 2012, los proyectos: Comalcalco, Cuichapa, Han, Holok y Chalabil, se presentaron para la acreditación de su **Etapa FEL correspondiente**, obteniendo el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.



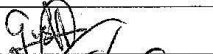





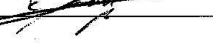
Dado lo anterior, y atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de las mismas Reglas de Operación, el GTI emite la siguiente:

**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
Chalabil	Si	Si	Si	La etapa de Visualización comprende el área Xulum –Ayin y los plays hipotéticos Oxfordiano y pre-sal principalmente. La etapa de Conceptualización comprende el área Okom buscando los plays Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano tradicionalmente productores. La etapa de Definición está asociada a los campos descubiertos Tsimin, Xux y Kinbe . La etapa de Visualización comprende el área Grijalva en los plays mesozoicos.
Comalcalco	Si	Si	Si	La etapa de Conceptualización comprende el área Mezcalapa buscando los plays Cretácico fracturado y Jurásico Superior Kimmeridgiano tradicionalmente productores. La etapa de Definición se asociada al campo descubierto Pareto. La etapa de Visualización comprende el área Almagres y Huimanguillo en los plays Terciarios y Mesozoicos.
Cuichapa	Si	Si	Si	La etapa de Conceptualización comprende el área Agua Dulce buscando los plays Terciario y Cretácico fracturado tradicionalmente productores. La etapa de Definición se asociada a los campos descubiertos Tiumut, Nelash, Rabasa, Flanco, Brillante, Gubicha, Guaricho y Calicanto.
Han	Si			Las tres áreas Temoa, Nox-Hux y Kanan se encuentra en etapa de Visualización para los plays Brechas del Cretácico Superior, Calizas de Cuenca fracturadas del Cretácico, arenas turbidíticas del Paleógeno y Jurásico Superior Kimmeridgiano
Holok	Si	Si	Si	La etapa de Visualización comprende el área Lipax en los plays Mioceno y los plays hipotéticos de edad Paleógeno y Mesozoico. La etapa de Conceptualización comprende el área Ayikal en los plays de edad Mioceno con antecedentes tradicionalmente productores. La etapa de Definición se asociada a los campos descubiertos Piklis, Noxal, Lalail, Leek, Labay, Lakach

*Handwritten signatures and initials:*  
 A vertical line with a checkmark-like mark.  
 Initials "PL".  
 A signature that appears to be "Byron".

	Nombre	Organismo	Firma
<b>Copresidentes</b>			
1.	Alejandro Pérez Galindo	DCF	
2.	Carlos de Regules Ruiz-Funes	DCO	
<b>Vocales</b>			
3.	Gustavo Hernández García	PEP	
4.	Jorge Zacaula Peralta (suplente) Guillermo Ruiz Gutiérrez (titular)	PREF	
5.	Moisés Orozco García	PGPB	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
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.	Ernesto Ríos Patrón	DCO	
9.	Fernando Arturo Cruz Morales (suplente) María Gabriela García Velázquez (titular)	DCA	
10.	Luis Fernando Betancourt Sánchez	DCO	
11.	César A. Conchello Brito	DG	

*Memo*



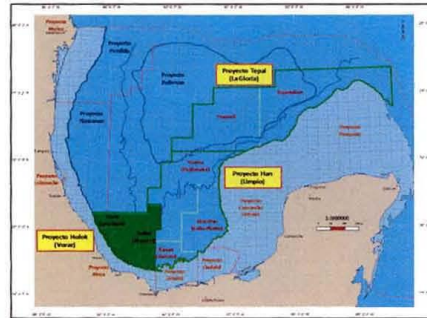
**1. Antecedentes**

El proyecto Holok tiene sus antecedentes en el proyecto de exploración Golfo de México "B", financiado desde 2003 hasta 2008 por el esquema Cantarell-PIDIREGAS. A partir de 2009 Golfo de México "B" contó con presupuesto PEF y siguió avalado por el proyecto Cantarell. Pemex Exploración y Producción decidió reducir el área geográfica de 326,890 km<sup>2</sup> a 60,815 km<sup>2</sup> para su administración por el Activo Integral Holok-Temoa de la Región Marina Suroeste. A raíz del inicio de la reorganización de PEP en 2011, se redefinen los límites y nombre del Activo Integral Holok Temoa como Activo de Exploración Aguas Profundas Sur (AEAPS) y se propone que a partir del año 2013 el proyecto Holok quede a cargo del AEAPS, el cual gestionará su registro como proyecto nuevo ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para que cuente con recursos de inversión en forma independiente.

Se cuenta con 21,508 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, que corresponde al 70% del total del área del proyecto. Las áreas del proyectos son: Ayikal, donde el conocimiento adquirido a la fecha permite explorarla para obtener resultados en el corto y mediano plazo y Lipax, cuya complejidad técnica demanda mayor tiempo de estudio para obtener resultados en el mediano a largo plazo. Se han incorporado reservas del orden de 727 mmbpce (95% corresponden a gas no asociado), con la perforación de 16 pozos, con un éxito comercial de 41%.

**2. Ubicación**

Se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, limita al norte con los proyectos exploratorios en aguas profundas del Golfo de México Tlancanan y Pullman, al noroeste y suroeste con proyectos exploratorios en aguas someras a partir de la isobata de 500 m Lebranche y Alosa respectivamente. Al Este limita con el proyecto Han. El proyecto comprende un área de 30,840 km<sup>2</sup>, dividida en dos áreas: Ayikal y Lipax.



**3. Objetivo y Alcance**

Incorporar reservas de hidrocarburos de rocas siliciclásticas en los Plays Mioceno Inferior, Medio y Superior, y evaluar el potencial petrolero de los plays hipotéticos identificados en la porción sur occidental del Golfo de México Profundo, en rangos que se presentan en la tabla siguiente:

**Recursos Prospectivos a Incorporar, mmbpce**

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
p <sub>10</sub>	0	0	0	18	0	0	0	0	752
Media	266	333	200	255	214	144	106	64	<b>1,894</b>
p <sub>90</sub>	645	872	587	628	591	395	233	122	3,422

**4. Metas Físicas**

Pozos a perforar 28, estudios geológicos 70, estudios metoceanicos 13.

**Pozos a Perforar**

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Pozos exploratorios	Número	3	2	3	2	2	2	2	2	<b>28</b>

5. Inversiones Exploratorias, mmpesos

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
<b>Estratégica</b>	5,085	3,688	3,135	4,815	7,973	3,545	2,974	5,234	<b>59,515</b>
Pozos	4,765	3,570	3,047	4,716	7,890	3,470	2,927	5,187	58,402
Estudios geofísicos	11	7	11	7	7	7	7	7	101
Sísmica*	215	0	0	0	0	0	0	0	215
Estudios Geológicos	95	111	77	91	77	68	40	40	797
<b>Operacional</b>	240	238	238	235	235	235	222	218	<b>2,949</b>
<b>Total</b>	5325	3926	3,373	5,050	8,208	3,780	3,196	5,452	<b>62,465</b>

\*Incluye la inversión de estudios meteoceánicos.

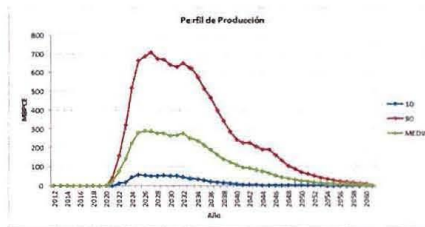
6. Inversiones del Posible Desarrollo, mmpesos

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	133,805
Media	0	0	0	0	0	0	0	3,100	<b>212,340</b>
P <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	0	6,021	335,801

7. Costos de Operación y Mantenimiento, futuro desarrollo, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	83,080
Media	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>123,127</b>
P <sub>90</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	197,965

8. Pronóstico de Producción



El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 1,772 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 1,894 MMBPCE.

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

- 1.- Técnico.- Falta en el sistema petrolero. (Realización de estudios, adquisición sísmica, procesados, modelados geológicos – geoquímicos).
- 2.- Económico.- Insuficiencia de disponibilidad presupuestal. (Documentación adecuada de cartera).
- 3.- Social.- Rechazo social a las obras. (Negociación de comunicación social corporativa con el sector pesquero y SERMANAT).
- 4.- Técnico Estratégico.- Baja disponibilidad de equipos de perforación. (Que la UPMP realice contratos multianuales de equipos de perforación).
- 5.- Plan de mitigación realizar informe semestral de avances.

**10. Indicadores Económicos**

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	80,931	80,931
Valor Presente Neto	mmpesos	80,849	32,199
Relación VPN/VPI	peso/peso	1.00	0.40
Tasa Interna de Retorno	%	23	18

**Resultado del Dictamen**

Con base en la información presentada durante la revisión del proyecto, la atención a las aportaciones que fueron documentadas por los pares y líder dictaminador, así como su incorporación y validación en los documentos de soporte de decisión (DSD's), el resultado del Dictamen del proyecto exploratorio Holok es: **APROBADO**.

Elaboró	Revisó	Autorizó
M. en C. Juan Marcos Brandi Purata	Dr. Fernando Ascencio Cendejas	M. en I. Rubén Luján Salazar

Tabla 15. Comparativo Cédula vs. DSD2.

	Unidades	<b>Pemex</b>	<b>CNH</b>	<b>Variación</b>
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	62,465	62,465	0
Gasto de Operación	mmpesos	2,949	2,949	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	752	752	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	1894	1894	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	3422	3422	0
Horizonte	Años	2013-2027	2013 -2025	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	28	28	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	80,849	80,849	0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	80,931	80,931	0
VPN (después impuestos)	mmpesos	32,199	32,199	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	80,931	80,931	0
Estudios geológicos	número	70	70	0

Al respecto, se puede observar que los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex existe variación en lo relacionado con el horizonte de operación considerado.

Para garantizar que se trata del mismo proyecto, es importante mantener la consistencia entre la información impresa y los archivos modificables (electrónicos) que son evaluados por el Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex y los que se remiten 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 Holok												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027	% Variación
<b>Modificación Sustantiva</b>												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	5,326	3,926	3,373	5,050	8,208	3,780	3,196	5,452	62,465	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	3	2	3	2	2	2	2	2	28	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	6	6	6	6	6	5	5	5	70	25
	(número)	Real										
<b>Seguimiento</b>												
4.- 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	18	0	0	0	0	752	NA
5.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	266	333	200	255	214	144	106	64	1,894	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	645	872	587	628	591	395	233	122	3,422	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 Holok, dictaminándolo como **favorable** para el DSD1 Evaluación del Potencial, DSD2 Incorporación de Reservas y DSD3 Caracterización inicial/Delimitación de yacimientos. Con la finalidad de confirmar el potencial de la provincia gasífera, evaluar el potencial de yacimientos y fortalecer el portafolio de oportunidades exploratorias.

<b>DSD</b>	<b>Actividades a Desarrollar</b>
DSD1 Evaluación del Potencial	Programa 2013-2025 perforar 28 pozos exploratorios, 70 Estudios geológicos, 28 estudios geofísicos, 13 metoceanicos y la adquisición de 21,508 km2 de sísmica 3D.
DSD2 Incorporación de Reservas	Incorporar reservas solo en los Plays probados del Mioceno I,M y S, Programan perforar 2013 al 2015 cinco pozos
DSD3 Delimitación de Campos	Los campos que piensan caracterizar y delimitar son Lakach, Noxal, Lalail, Leek, Labay, Piklis y Nen en los próximos 3 años.

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 Holok 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 28 pozos exploratorios, 70 estudios geológicos, 28 estudios geofísicos, 13 estudios metoceanicos.

Para la etapa de incorporación de reserva (DSD2), se tiene planeada la perforación de cinco pozos en los plays probados del Mioceno Inferior, Medio y Superior, en los primeros cinco años (2013-2017), con los cuales se espera realizar la citada incorporación de reservas.

En la etapa DSD3, se plantea caracterizar y delimitar los campos Lakach, Noxal, Lalail, Leek, Labay, Piklis y Nen en los próximos 3 años.

Al respecto, la Comisión estima que el campo Lakach no debe estar considerado como parte del DSD3 exploratorio, en virtud de que actualmente ya está considerado por PEMEX como un proyecto en explotación, que incluso fue dictaminado no favorable por parte de esta Comisión.

En relación con lo anterior se señala lo siguiente:

#### **Documentación del proyecto:**

1. Con la finalidad de evitar incongruencias en la información técnica enviada, es necesario mantener la consistencia entre la información impresa y los archivos modificables (electrónicos) de la información documental de los proyectos enviados a la Comisión.

### **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, DSD2-Incorporación de reservas y DSD3 Caracterización 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. 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.
5. El proyecto Holok, presenta en algunas áreas, la influencia de tectónica salina, la Comisión recomienda que Pemex presente los estudios a realizar e identifique las tecnologías a utilizar, tendientes a mejorar las técnicas para la obtención de imágenes sísmicas óptimas para este tipo de ambientes.
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. 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:**

14. Proporcionar la relación de coordenadas de las áreas avaladas ambientalmente para simplificar la ubicación del proyecto

### **Seguridad industrial:**

15. Definir los puntos de abastecimiento y atención a pozos en aguas profundas en caso de emergencias, en función de la nueva distribución geográfica establecida.

### ***b) Cumplimiento a la normativa de la Comisión***

1. 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.

2. 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.
3. Pemex presente la información referida en el Artículo 31 de 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), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009, para que la CNH pueda publicar los planes y programas, tal como lo señala el Artículo 50 de los Lineamientos.

4. Debido a que el programa de perforación de pozos, se realizará en tirantes de agua de al menos 500 metros, Pemex deberá observar lo establecido en la Resolución CNH.12.001/10, por la que la CNH da a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Pemex y sus organismos subsidiarios para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

## 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 Holok en sentido ***favorable*** con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1), incorporación de reservas (DSD2) y Caracterización inicial/Delimitación de yacimientos (DSD3). Con la finalidad de confirmar el potencial de la provincia gasífera, evaluar el potencial de yacimientos y fortalecer el portafolio de oportunidades exploratorias.

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 los documentos de soporte de decisión: evaluación del potencial (DSD1), incorporación de reservas (DSD2) y Caracterización inicial/Delimitación de yacimientos (DSD3) del presente proyecto.

Se hace del conocimiento de esa dependencia que la Comisión estima que el campo Lakach no debe estar considerado como parte del DSD3 exploratorio, en virtud de que actualmente ya está considerado por PEMEX como un proyecto en explotación, que incluso fue dictaminado no favorable por parte de esta Comisión.

2. 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.

3. 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.