

# Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Chalabil (nuevo)

MAYO 2013

## Contenido

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN .....</b>	<b>4</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>6</b>
<b>IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....</b>	<b>8</b>
A) UBICACIÓN. ....	8
B) OBJETIVO .....	9
C) ALCANCE. ....	9
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	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
• REVISIÓN DOCUMENTAL .....	14
• SUFICIENCIA DOCUMENTAL .....	14
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	16
<b>VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO .....</b>	<b>18</b>
A) ÉXITO EXPLORATORIO Y LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS. ....	18
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS. ....	20
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO. ....	22
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS .....	22
<i>Análisis de alternativas.</i> ....	22
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	24
III. ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	25
IV. ASPECTOS AMBIENTALES. ....	29
D) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	32
<b>VII. OPINIÓN DE LA MIP .....</b>	<b>35</b>
<b>VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....</b>	<b>43</b>
<b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>44</b>
A) RECOMENDACIONES A PEMEX .....	44
B) CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVA DE LA COMISIÓN.....	48
<b>X. OPINIÓN A LA SECRETARÍA DE ENERGÍA.....</b>	<b>50</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 Chalabil, el cual es clasificado por Pemex como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Chalabil está incluido en la porción marina de la Cuenca del Sureste, se ubica en la plataforma continental del Golfo de México. Es desarrollado por el Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino. Es considerado como un “Proyecto nuevo”, debido a que Pemex exploración y Producción (en adelante, Pemex o PEP) considero 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 incorporación de reservas de hidrocarburos en rocas del mesozoico y terciario son elevadas y se fortalece el conocimiento de las áreas exploradas a través del uso de tecnologías de vanguardia incorporadas a los estudios geológicos, a la interpretación sísmica 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 Chalabil.
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.*

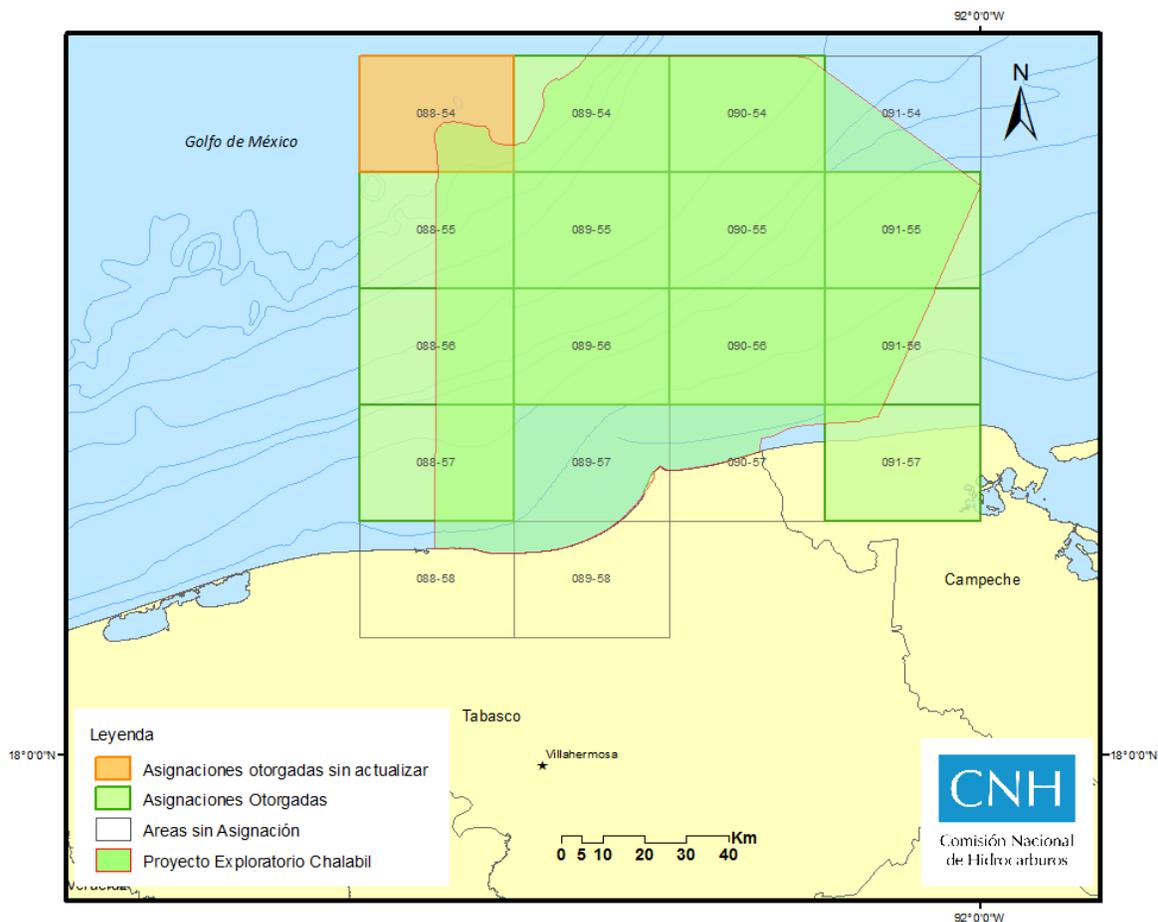
## IV. Elementos generales del proyecto

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

### a) Ubicación.

El proyecto Chalabil está dividido en dos áreas (Okom y Xulum-Ayin), ubicado en la Plataforma Continental dentro de la zona económica exclusiva del Golfo de México, frente al litoral centro-oriental del estado de Tabasco y occidental del estado de Campeche, entre la línea de costa, y la isobata de 500 m. Cubre una superficie de 10,612 km<sup>2</sup>, figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Chalabil



## ***b) Objetivo***

Incorporar reservas de hidrocarburos en rocas del Mesozoico y Terciario, en un rango que varía de 4,273 mmbpce en el percentil 90 a 2,089 mmbpce en el percentil 10, con un valor medio de 3,074 mmbpce. La inversión total exploratoria sería de 101,567 millones de pesos, en el periodo 2013-2029.

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

El programa operativo considera la perforación de 97 pozos exploratorios, la realización de 121 estudios geológicos y la adquisición de 5,992 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

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

Para realizar la evaluación económica de las oportunidades y localizaciones exploratorias se consideran 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: porosidad, permeabilidad, espesor y saturación de hidrocarburos, que se toman de la información geológica existente.

El número de oportunidades y localizaciones exploratorias consideradas a perforar en el periodo 2013-2029, en este proyecto son 97 con 159 objetivos, de las cuales 52 tiene como objetivo los plays Cretácico fracturado, 26 plays corresponden a Cretácico Superior Brecha, 66 al play Kimmeridgiano, 6 al play Oxfordiano, 2 del play Mioceno, 2 del play Paleoceno Eoceno y 5 del Plioceno; se expone para cada play el tipo de hidrocarburo esperado, el recurso medio sin riesgo y con riesgo, así como su probabilidad geológica en la tabla 1.

Tabla 1 Plays del proyecto Chalabil.

Play	Hidrocarburo Principal	Media	Pg	Media con riesgo
Plioceno	Aceite ligero	135	0.30	41
Mioceno	Aceite ligero	79	0.32	24
Paleoceno Eoceno	Aceite ligero	52	0.37	19
Cretácico Fracturado	Aceite super ligero, ligero y pesado	1,553	0.47	699
Cretácico Superior Brecha	Aceite ligero y super ligero	823	0.52	424
Kimmeridgiano	Aceite super ligero, ligero y pesado	3,756	0.53	2,056
Oxfordiano	Aceite super ligero y ligero	315	0.37	118
mmbpce		6,713		3,380

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

**Alternativa 1**, corresponde a la alternativa seleccionada por Pemex; en ésta se considera perforar 97 pozos exploratorios en un período de 17 años (2013-2029), incluyendo 5 pozos delimitadores, se espera incorporar una reserva media de 3,074 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 101,567 mm pesos, de los cuales 85,713 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 15,854 mm pesos destinados a la inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 312,905 mm pesos, con un índice de utilidad de 3.02 pesos/peso.

Para la alternativa seleccionada, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 3,074 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	2013-2029
p <sub>10</sub>	46	39	27	38	26	24	21	23	2,089
Media	214	214	208	206	199	202	200	195	3,074
p <sub>90</sub>	444	442	520	448	465	512	520	504	4,273

**Alternativa 2**, esta alternativa considera perforar 91 pozos exploratorios, en un período de 15 años (2013-2027), incluyendo 5 pozos delimitadores, se incorporará una reserva media de 2,743 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 93,151 millones de pesos, de los cuales 79,163 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 13,989 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 285,138 millones de pesos, con un índice de utilidad de 2.82 pesos/peso.

Para la alternativa 2, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 2,743 mmbpce en su valor medio, 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>	27	36	24	32	26	33	33	18	1,805
media	192	198	202	187	188	181	185	189	2,743
p <sub>90</sub>	435	461	555	431	447	392	436	459	3,952

### *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 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2029
Inversión exploratoria	5,978	6,741	6,214	5,451	5,412	6,689	6,401	6,518	101,567
Estratégica	5,045	5,810	5,281	4,518	4,479	5,757	5,468	5,585	85,713
Pozos <sup>a</sup>	4,105	4,550	3,542	4,259	4,202	5,445	5,152	5,251	77,767
Sísmica	661	1058	1512	52	52	52	52	52	3,963
Estudios <sup>b</sup>	279	203	227	207	225	259	264	282	3,982
Operacional	933	930	933	933	933	933	933	933	15,854

<sup>a</sup> Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios

<sup>b</sup> Incluye la inversión de pozo delimitador los años 2014 (2), 2017, 2018 y 2019.

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
P <sub>10</sub>	0	0	1,497	2,646	3,428	3,581	2,403	2,579	170,595
media	0	0	2,505	5,264	8,256	8,511	7,197	7,689	210,234
P <sub>90</sub>	0	0	3,059	7,606	14,239	15,389	15,045	15,512	264,655

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	26	136	235	300	365	38,297
media	0	0	0	53	310	602	798	1,014	48,200
P <sub>90</sub>	0	0	0	76	503	1,074	1,525	1,997	62,885

## f) Indicadores económicos

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

Tabla 7 Premisas económicas utilizadas.

Concepto	Unidades	Valor
Aceite super ligero	dls/b	95.93
Aceite Pesado	dls/b	81.81
Condensado	dls/b	88.87
Aceite ligero	dls/mpc	91.58
Gas húmedo	dls/mpc	5.71
Tasa de descuento	%	12
Tipo de cambio	pesos/dl	12.76

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 probabilística 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, alternativa 1 seleccionada.

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mmpesos	312,905	38,732
Relación VPN/VPI	pesos/peso	3.02	0.37
Tasa Interna de Retorno	%	49%	19%
Beneficio Costo	peso/peso	3.81	0.39
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	103,655	103,655
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	424,187	424,187
Valor Presente de los Costos	mmpesos	7,627	7,627
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos	0	274,173
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	111,282	385,455

## V. Emisión del dictamen

- **Revisión documental.**

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. Objetivos y alcance del proyecto	Si	
b. Estrategias consideradas	Si	
c. Recomendaciones	Si	
<b>II. Introducción</b>	Si	
<b>III. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización</b>	No	Es necesario dejar más claro el objetivo y el alcance de la etapa, considerar incluir métricas e información sobre la precisión de los indicadores.
<b>IV. Evaluación de datos e información</b>		
a. Interpretación y ajuste de sísmica (2D o 3D)	Si	
b. Estudios de plays	Si	
c. Pozos a perforar a fin de incorporar reservas	Si	
d. Modelo geológico conceptualizado	Si	

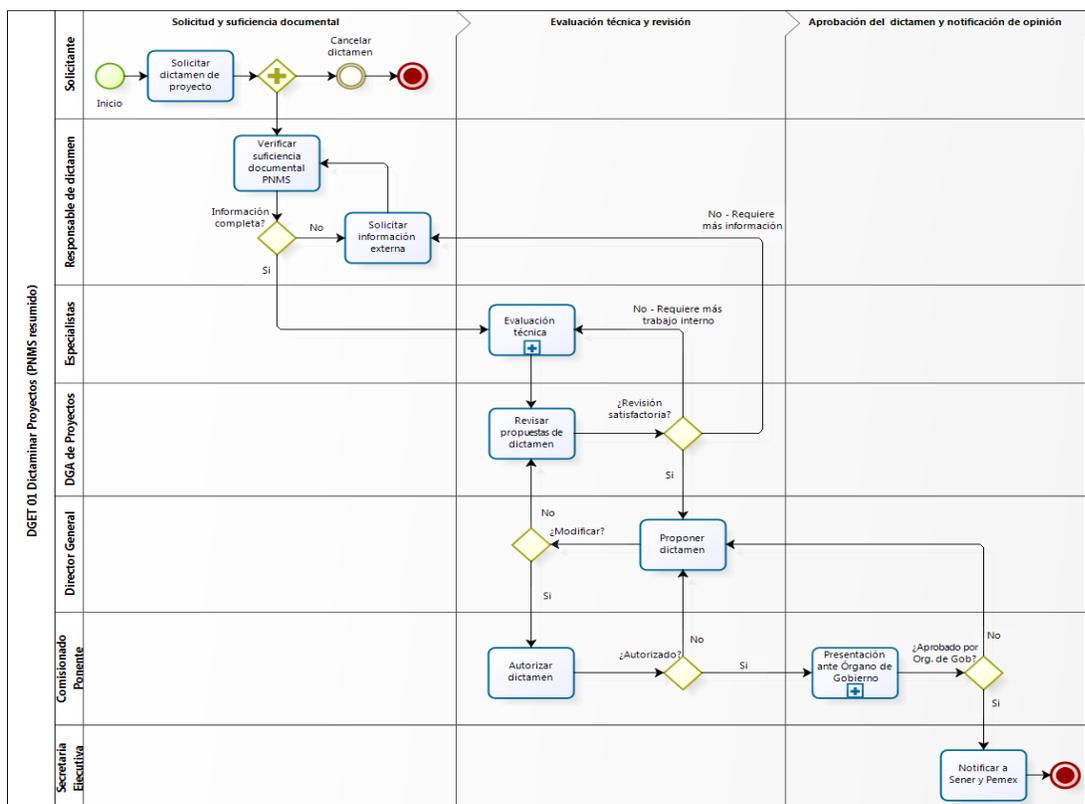
e. Ajustes realizados al modelo geológico con el apoyo de pozos y yacimientos análogos	Si	
f. Pronósticos de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa	Si	
g. Pronóstico de volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio	Si	
h. Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos	Si	
<b>V. Descripción de las oportunidades de incorporaciones de reservas evaluadas</b>		
a. Aspectos técnicos	Si	
b. Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas	Si	
c. Cuantificación y ponderación de los riesgos	Si	
VI. Evaluación económica probabilística de las oportunidades identificadas para la incorporación de reservas	Si	
VII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos	Si	
<b>IX. Descripción de las localizaciones exploratorias seleccionadas</b>		
a. Aspectos técnicos de las localizaciones	Si	
b. Justificación de las localizaciones	Si	
c. Informe de soporte de las localizaciones	No	En la página 111 indican que se incluyó esta información en un archivo adjunto, pero no se recibió dicho archivo.
d. Plan para mitigar riesgos	Si	
e. Descripción técnica del descubrimiento	Si	
X. Planes de ejecución y estimados de costos del plan de desarrollo conceptual	Si	
<b>XI. Plan de ejecución de la próxima etapa, Definición (D)/ Factibilidad:</b>		
a. Formalización de roles y responsabilidades	Si	
b. Estudios requeridos	Si	
c. Programa de trabajo clase IV	Si	
d. Recursos para ejecutar la próxima etapa	Si	

XII. Estrategia para la administración de las incertidumbres y riesgos de los escenarios seleccionados	Si	
XIII. Plan de mitigación de las incertidumbres y riesgos indicando, actividades, acciones y recursos requerido	Si	
XIV. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información	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.



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 son debajo de estructuras salinas, ocasionando entre otros, la indefinición de plays, la incapacidad de generar un modelo geológico a detalle, imágenes sísmicas sombrías o indefinidas, principalmente, 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 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, es necesario utilizar mejores tecnologías con la finalidad de reducir el número de pozos secos o no comerciales, como se puede confirmar en el presente proyecto.

Los levantamientos de sísmica 3D, mejoraron sustancialmente los índices de éxito de las operaciones de perforación, para este caso, Pemex manifiesta, que la calidad sísmica que está adquiriendo es regular, siendo esto un indicador de que ni la tecnología ni los parámetros de adquisición sísmica, son los más adecuados para definir la complejidad geológica del proyecto. Por lo cual, sería necesario, realizar la correlación sísmica de horizontes basada en la interpretación de líneas sísmicas que ligan pozos con datos de amarre, para generar secciones de apoyo a las secciones estratigráficas que correlacionen los horizontes de interés.

Los nuevos estudios de adquisición y procesado planteados tienen como objetivo obtener una imagen sísmica de calidad que permitan identificar nuevas oportunidades exploratorias en las áreas mencionadas, las cuales requieren, por su complejidad geológica- estructural, información sísmica de mayor resolución.

Pemex ha considerado, diferentes procesos, como son, AVO, inversión sísmica, diferentes tipos de migración, algoritmos de evaluación del sello, determinación de presiones anormales y mapeo de fracturamiento en carbonatos a partir de atributos sísmicos; además de algoritmos especializados en la estimación de recursos prospectivos. Sin embargo, no manifiesta si todas estas consideraciones serán realizadas en todos los cubos sísmicos definidos a la fecha.

La Comisión recomienda, que Pemex evalúe la posibilidad de realizar estos algoritmos especializados en la sísmica 3D adquirida recientemente, con la finalidad de mejorar las imágenes de dichos cubos sísmicos.

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 de sísmica 3D, considerando las innovaciones en materia de iluminación sísmica, con diferentes ángulos (WAZ), 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.

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.

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 exploración 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.

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

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

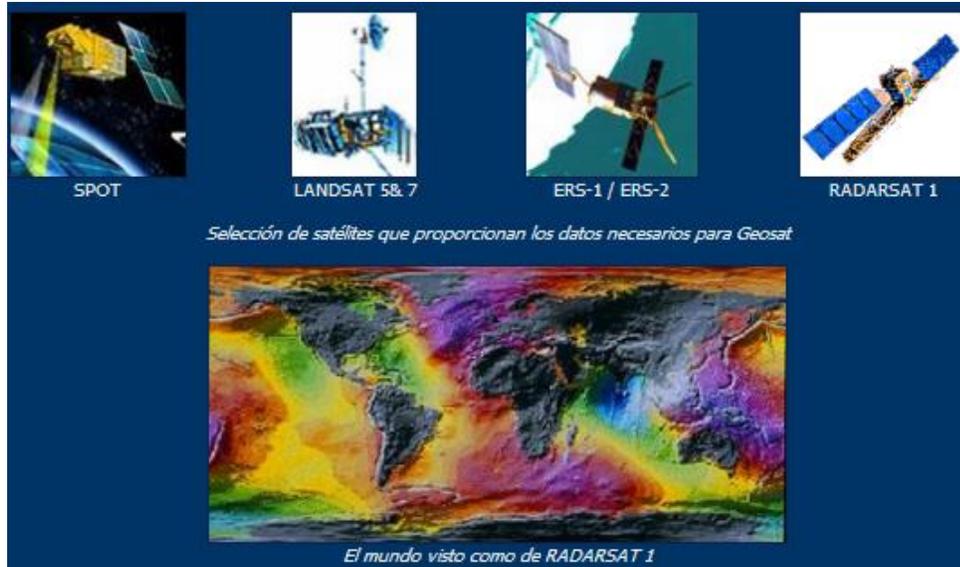
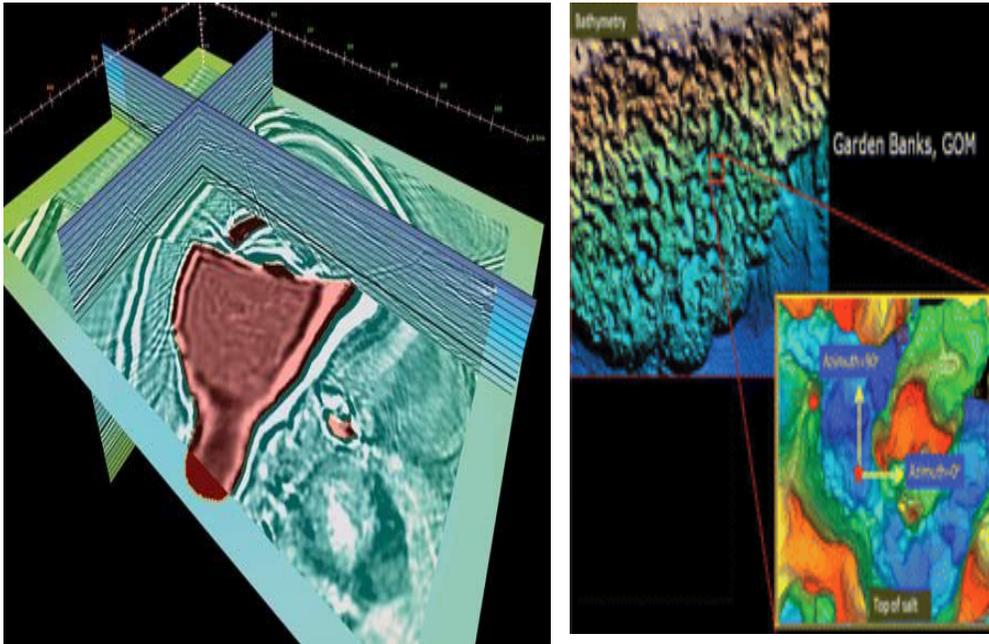


Figura 3- La tecnología de Geosat se basa en el principio físico de que todos los elementos emiten radiación electromagnética a lo largo de cierto espectro por encima del punto de congelación absoluto; la cual utiliza datos satelitales y Geo-datos (geológico, litológico y geofísico) permitiendo la localización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

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

**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)



### *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) 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.
- b) En las alternativas presentadas 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.

- c) 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.
- d) 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 Chalabil 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 2 primeros años del programa

Pozo	Año propuesto	Recurso prospectivo medio sin riesgo (mmbpce)	Pg (%)	Profundidad total	Plays
Esa-1	2013	96	0.57	4,900	Cretácico Fracturado, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Kax-201	2013	63	0.68	5,400	Cretácico Fracturado, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Manik-101A	2013	151	0.62	4,700	Cretácico Superior Brecha
Kab-501	2013	34	0.67	6,450	Cretácico Fracturado, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Tsimin-3DL	2013	123	0.58	6,600	Cretácico Fracturado, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Xux-2DL	2014	49	0.58	6,800	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Tsimin-101	2014	62	0.63	6,500	Cretácico Fracturado, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Yut-1	2014	29	0.44	4,650	Cretácico Superior Brecha
Tumut-101	2014	54	0.51	5,280	Cretácico Fracturado, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Cheek-1	2014	52	0.68	4,450	Cretácico Superior Brecha

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

- a) Los estudios geológicos, de adquisición sísmica y su interpretación, deben ser integrados por Pemex a los modelos actuales, con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias con mayor certidumbre, y enviar los resultados correspondientes a la Comisión.
- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios 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.

- c) Se estima conveniente que se dé cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.
- d) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades representen fielmente las cualidades dinámicas que describan el flujo de fluidos en el yacimiento, y así poder realizar estimaciones sobre el comportamiento de los mecanismos de producción relevantes y de perfiles de producción, que permitan incorporar reservas de hidrocarburos y apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos.

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

### *iii. Aspectos Económicos.*

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

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

En la evaluación de un proyecto de exploración, estrictamente no debería hacerse referencia a un Valor Presente Neto (VPN) *per se*, dado que existe incertidumbre en el volumen de hidrocarburos a recuperar, en el monto de las inversiones y en los costos de este. Propiamente, se debería hablar de un Valor Monetario Esperado (VME).

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

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

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

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

Es importante señalar que al evaluar un proyecto de exploración, existe mayor incertidumbre en la estimación de las variables. Con base en lo anterior y siendo rigurosos en la terminología

---

<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.

económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME). En la documentación de este proyecto, Pemex calcula un VPN estimado a partir del P50 de las variables, por lo que la Comisión revisó los cálculos efectuados, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación económica, son presentados en la tabla 11.

Tabla 11 Supuestos Financieros.

<b>Concepto</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Precio del crudo <sup>2</sup>	90.1	usd/barril
Precio de gas	5.9	usd/mpc
Precio del condensado	88.87	usd/bpce
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 Chalabil es o no rentable y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 12 Alternativa 1. Indicadores económicos, Pemex.

<b>Indicadores económicos</b>	<b>Antes de</b>
-------------------------------	-----------------

<sup>2</sup> En el DSD1 Pemex presenta un precio para el aceite ligero de 91.58 usd/barril, para el aceite pesado de 81.81 usd/barril y para el súper ligero de 95.93 usd/barril; para el gas húmedo 5.71 usd/mpc y, de 88.87 usd/barril para el condensado; sin embargo, la evaluación económica estimada aplica un vector de precios y no un valor fijo previamente determinado; la Comisión calcula y ajusta los precios del aceite y gas, de tal forma que, éstos coincidan con el VPN estimado por PEP, antes de impuestos. La información entregada de la evaluación económica entregada por PEP no detalla la producción por tipo de aceite.

		Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	312,905
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	103,655
Relación VPN/VPI =	peso/peso	3.02
Relación beneficio costo	peso/peso	3.819
TIR		48.96

- 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 Chalabil, presentadas por PEP en la etapa DSD2- incorporación de reservas, la alternativa propuesta resulta rentable.
- d) Los montos totales de costos e inversiones que se presentan en la etapa DSD2- incorporación de reservas, tienen las siguientes características:
- La inversión reportada para exploración del proyecto es 31%, 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 27% de la presentada en la BDOE.
  - Los costos operativos son similares a los costos reportados en la BDOE
- e) La probabilidad de éxito comercial es de 42%, 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 DSD2 del proyecto Chalabil. En el DSD1 sólo se hace mención a esta evaluación. En el DSD3, Pemex menciona que actualmente en el proyecto, se está realizando la caracterización inicial del campo Kinbe, y delimitación de los campo Tsimin

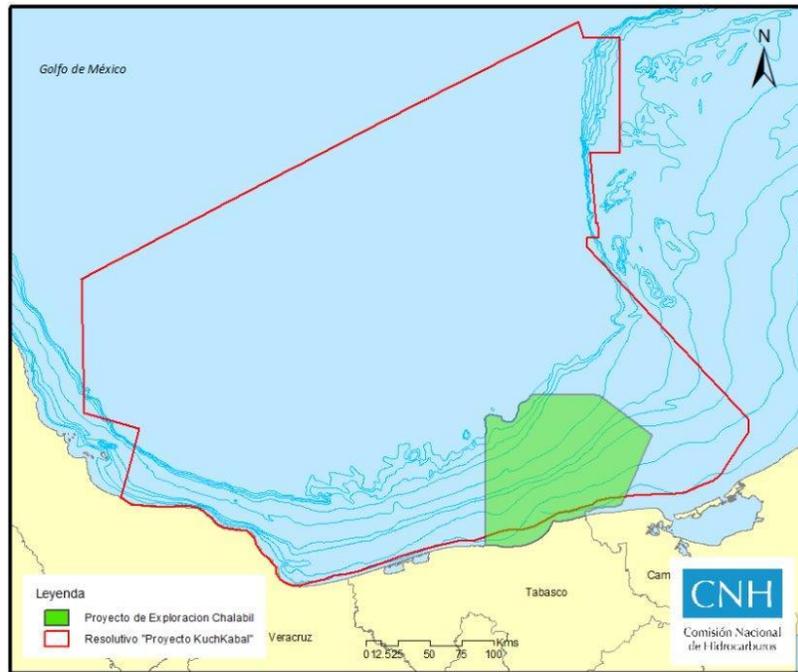
y Xux, por lo que una vez efectuados estos estudios, se realizará la evaluación técnica-económica correspondiente.

- 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 35%.
  - La producción de hidrocarburos se contrae en 26%.
  - Los costos totales aumentan 35%.
- i) De acuerdo al oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado con la clase de costos del proyecto, en referencia a los proyectos de exploración, define que son de clase III y IV para el primer año, y clase IV y V para los años subsecuentes, por lo que se deberá tener un estricto control de los costos para las actividades a desarrollar en el proyecto.

#### *iv. Aspectos Ambientales.*

En la información presentada a esta Comisión, Pemex señala que el oficio resolutivo emitido por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) correspondiente al proyecto de exploración Chalabil, se encuentra bajo el nombre del proyecto Kuchkabal con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06, emitido el 17 de enero de 2006, figura 5

Figura 5. Resolutivos ambientales del proyecto Chalabil



Al respecto, se destaca lo siguiente:

Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 de fecha 17 de enero de 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Kuchkabal” por un periodo de 15 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y el cual avala la perforación de 225 pozos exploratorios y 60 delimitadores en la Zona Exclusiva del Golfo de México, frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz.

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) De acuerdo a la información expuesta por Pemex, la poligonal del Proyecto Ambiental Kuchkabal cubre el 92% de la superficie total del proyecto de exploración Chalabil. Esta Comisión recomienda que Pemex gestione las autorizaciones pertinentes para el área restante (8 %) y así realizar las actividades programadas.

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

- d) Se destaca que el oficio resolutivo de referencia recomienda que dada la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental.
- e) 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 Chalabil, 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: económicos, sociales, ambientales, seguridad, salud, técnicos y tecnológicos.

- **Identificación de peligros.**

Estos recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos, en este último rubro la probabilidad de ocurrencia mayor se tiene en la disponibilidad del barco de proceso durante las pruebas de presión-producción ya que se ha observado algunas veces, que se tienen tiempos de espera por el barco de proceso o no se cuenta con tiempo suficiente para concluir una prueba, porque el barco tiene que atender otro pozo. Una acción para mitigar este riesgo es prever el número de barcos de proceso en función del número de pozos que se tengan programados, a nivel región Marina, ya que los barcos atienden los pozos tanto de la Región Marina Noreste como de la Región Marina Suroeste.

- **Evaluación de riesgos operativos.**

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

En relación con la materia de seguridad industrial, conforme a la documentación e información proporcionada por Pemex, esta Comisión considera que en términos generales el proyecto denota un cumplimiento adecuado de los elementos que requiere su normativa emitida, así

como de las mejores prácticas internacionales y la normativa interna. No obstante lo anterior, se emiten las consideraciones siguientes, en virtud de que en la documentación del proyecto no se acreditan algunos elementos específicos:

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral que incluya los diferentes elementos que la soportan, empezando por la documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y a la comunidad, por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal, con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo, involucrando a proveedores y contratistas, los cuales al igual que el personal de Pemex deberán tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- b) Pemex, aunado a lo ya establecido, debe complementar el programa de identificación, evaluación y mecanismos de administración de riesgos, así como un plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la norma API 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y en general como parte de los elementos indispensables para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
- c) En la evaluación de riesgos operativos, Pemex debe considerar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, además de realizar una evaluación socioeconómica que estime las externalidades negativas.
- d) En las operaciones de perforación de pozos exploratorios intervienen terceros independientes que apoyan la ejecución de las obras y servicios requeridos para tal fin, por lo que es imperante contar con empresas especializadas que utilicen tecnología de

vanguardia, con experiencia calificada y certificada, con capacidad técnica y financiera comprobables, que utilicen las mejores prácticas, realicen sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas.

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

## VII. Opinión de la MIP

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

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

Para emitir su dictamen, la Comisión realizó un comparativo de información general entre la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex y la información del proyecto enviada en su oportunidad a esta Comisión, tabla 13.

**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 **Etapas FEL correspondiente**, obteniendo el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

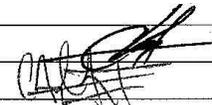
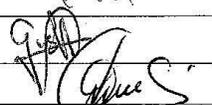
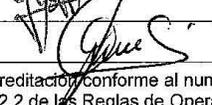
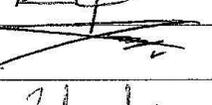
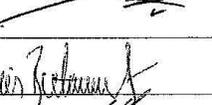
Dado lo anterior, y atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de las mismas Reglas de Operación, el GTI emite la siguiente:

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

99  
*[Handwritten signature]*

	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	

*MMA*

**1. Antecedentes**

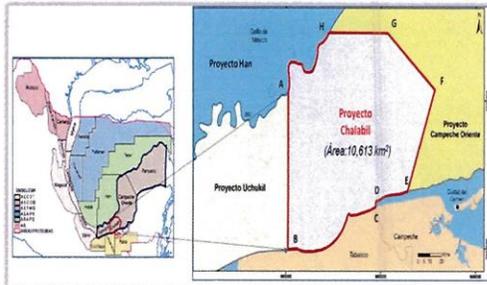
El proyecto Chalabil tiene sus antecedentes en los proyectos Crudo Ligero Marino en su componente exploratoria y en el proyecto Campeche Poniente. El proyecto Crudo Ligero Marino en su componente exploratoria, fue autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para ejercer recursos como proyecto PIDIREGAS, a partir del ejercicio fiscal 2001. El Proyecto Campeche Poniente fue autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para iniciar en el año 2003 bajo el esquema PIDIREGAS dentro del Proyecto Cantarell.

Como resultado de la reconfiguración de los proyectos exploratorios, gran parte de los proyectos Crudo Ligero Marino y Campeche Poniente, conformarán el proyecto Chalabil; por lo que se gestionará su registro como proyecto nuevo ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para que a partir del 2013 cuente con recursos de inversión en forma independiente, y para dar cumplimiento a los requerimientos exploratorios del ciclo de Planeación del portafolio de proyectos de Inversión 2012.

El área del proyecto cuenta con 16,303 km<sup>2</sup> de sísmica 3D de 24 levantamientos, adquiridos en el periodo de 1980-2010, la calidad de la sísmica es principalmente de regular a buena. Algunas áreas se superponen ya que han sido adquiridas con distintos parámetros y técnicas en diferente periodo de tiempo. Se han perforado 66 pozos exploratorios hasta el 2011 de los cuales 37 han sido productores.

**2. Ubicación**

El proyecto Chalabil está incluido en la porción marina de la Cuenca del Sureste. Se ubica en la Plataforma Continental dentro de la zona económica exclusiva del Golfo de México, frente al litoral centro-oriental del estado de Tabasco y occidental del estado de Campeche, entre la línea de costa, área restringida y la isobata de 500 m. Comprende una superficie de 10,612 km<sup>2</sup>, dividida en dos áreas: Okom (provincia geológica del Pilar de Akal) y Xulum-Ayin.



**3. Objetivo y Alcance**

Los objetivos de este proyecto son explorar hidrocarburos en el área geográfica del proyecto e incorporar reservas de hidrocarburos en rocas del Mesozoico y Terciario, mediante la adquisición de información del subsuelo, realización de estudios geológicos, diseño y perforación de pozos exploratorios y de delimitación de campos, así como estudios de certificación de reservas.

**Recursos Prospectivos a Incorporar, mmbpce**

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2029
P <sub>10</sub>	46	39	27	38	26	24	21	23	2,089
Media	214	214	208	206	199	202	200	195	3,074
P <sub>90</sub>	444	442	520	448	465	512	520	504	4,273

*AS*

**4. Metas Físicas**

Pozos a perforar 97, estudios geológicos 121, estudios geofísicos - geotécnicos 74 y adquisición de 5,992 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

**Pozos a Perforar**

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2029
Pozos exploratorios	Número	4	6	5	5	6	7	8	8	97

**1. Antecedentes**

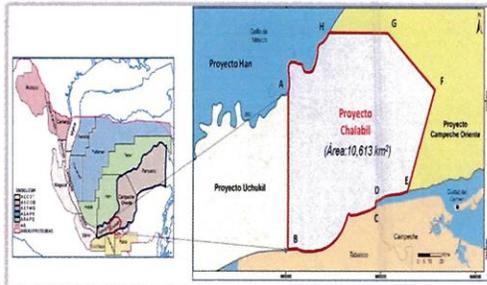
El proyecto Chalabil tiene sus antecedentes en los proyectos Crudo Ligero Marino en su componente exploratoria y en el proyecto Campeche Poniente. El proyecto Crudo Ligero Marino en su componente exploratoria, fue autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para ejercer recursos como proyecto PIDIREGAS, a partir del ejercicio fiscal 2001. El Proyecto Campeche Poniente fue autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para iniciar en el año 2003 bajo el esquema PIDIREGAS dentro del Proyecto Cantarell.

Como resultado de la reconfiguración de los proyectos exploratorios, gran parte de los proyectos Crudo Ligero Marino y Campeche Poniente, conformarán el proyecto Chalabil; por lo que se gestionará su registro como proyecto nuevo ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para que a partir del 2013 cuente con recursos de inversión en forma independiente, y para dar cumplimiento a los requerimientos exploratorios del ciclo de Planeación del portafolio de proyectos de Inversión 2012.

El área del proyecto cuenta con 16,303 km<sup>2</sup> de sísmica 3D de 24 levantamientos, adquiridos en el periodo de 1980-2010, la calidad de la sísmica es principalmente de regular a buena. Algunas áreas se superponen ya que han sido adquiridas con distintos parámetros y técnicas en diferente periodo de tiempo. Se han perforado 66 pozos exploratorios hasta el 2011 de los cuales 37 han sido productores.

**2. Ubicación**

El proyecto Chalabil está incluido en la porción marina de la Cuenca del Sureste. Se ubica en la Plataforma Continental dentro de la zona económica exclusiva del Golfo de México, frente al litoral centro-oriental del estado de Tabasco y occidental del estado de Campeche, entre la línea de costa, área restringida y la isobata de 500 m. Comprende una superficie de 10,612 km<sup>2</sup>, dividida en dos áreas: Okom (provincia geológica del Pilar de Akal) y Xulum-Ayin.



**3. Objetivo y Alcance**

Los objetivos de este proyecto son explorar hidrocarburos en el área geográfica del proyecto e incorporar reservas de hidrocarburos en rocas del Mesozoico y Terciario, mediante la adquisición de información del subsuelo, realización de estudios geológicos, diseño y perforación de pozos exploratorios y de delimitación de campos, así como estudios de certificación de reservas.

**Recursos Prospectivos a Incorporar, mmbpce**

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2029
P <sub>10</sub>	46	39	27	38	26	24	21	23	2,089
Media	214	214	208	206	199	202	200	195	3,074
P <sub>90</sub>	444	442	520	448	465	512	520	504	4,273

*AS*

**4. Metas Físicas**

Pozos a perforar 97, estudios geológicos 121, estudios geofísicos - geotécnicos 74 y adquisición de 5,992 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

**Pozos a Perforar**

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2029
Pozos exploratorios	Número	4	6	5	5	6	7	8	8	97

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

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2029
<b>Estratégica</b>	5,045	5,810	5,281	4,518	4,479	5,757	5,468	5,585	<b>85,713</b>
Pozos*	4,105	4,550	3,542	4,259	4,202	5,445	5,152	5,251	77,767
Sísmica	661	1058	1512	52	52	52	52	52	3,963
Estudios*	279	203	227	207	225	259	264	282	3,982
<b>Operacional</b>	933	930	933	933	933	933	933	933	<b>15,854</b>
<b>Total</b>	<b>5,978</b>	<b>6,741</b>	<b>6,214</b>	<b>5,451</b>	<b>5,412</b>	<b>6,689</b>	<b>6,401</b>	<b>6,518</b>	<b>101,567</b>

\* Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios

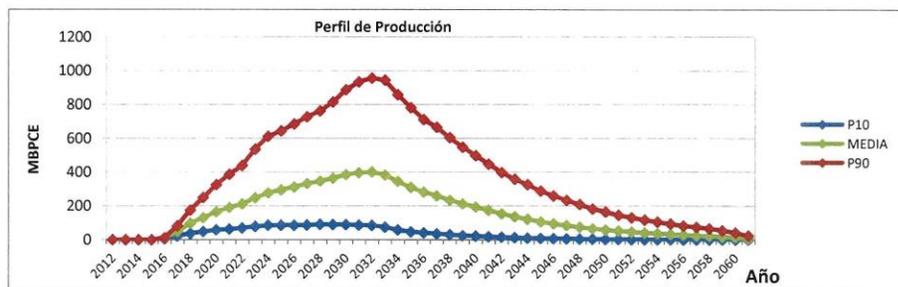
\* Incluye la inversión de pozo delimitador los años 2014 (2), 2017, 2018 y 2019.

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	1,497	2,646	3,428	3,581	2,403	2,579	170,595
Media	0	0	2,505	5,264	8,256	8,511	7,197	7,689	210,234
P <sub>90</sub>	0	0	3,059	7,606	14,239	15,389	15,045	15,512	264,655

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P <sub>10</sub>	0	0	0	26	136	235	300	365	38,297
Media	0	0	0	53	310	602	798	1,014	48,200
P <sub>90</sub>	0	0	0	76	503	1,074	1,525	1,997	62,885

**8. Pronóstico de Producción**


El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 2,882 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 3,074 MMBPCE.

### 9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

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

### 10. Indicadores Técnicos-Económicos

El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero y/o superligero. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 28 a 56%. El recurso prospectivo sin riesgo y con riesgo es de 6,713 y 3,380 mmbpce, respectivamente y un costo de descubrimiento corresponde a 33 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente de la Inversión VPI	mm\$	103,655	103,655
Valor Presente Neto VPN	mm\$	312,905	38,732
Relación VPN/VPI	\$/ \$	3.02	0.37
Tasa Interna de Retorno TIR	%	49	19

### 11. Resultado del Dictamen

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

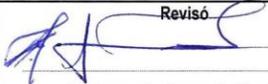
<p>Elaboró</p>  <p>Ing. Angel Lavalle Hurtado</p>	<p>Revisó</p>  <p>Dr. Fernando Ascencio Cendejas</p>	<p>Autorizó</p>  <p>M. en I. Rubén Luján Salazar</p>
--	---	---

Tabla 13 Comparativo Cédula vs. DSD2.

	Unidades	<b>Pemex</b>	<b>CNH</b>	<b>Variación</b>
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	101,567	101,567	0
Gasto de Operación	mmpesos	15,854	15,854	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	2,089	2,089	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	3,074	3,074	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	4,273	4,273	0
Horizonte	Años	2013-2029	2013-2029	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	97	97	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	312,905	312,905	0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	103,655	103,655	0
VPN (después impuestos)	mmpesos	38,732	38,732	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	103,655	103,655	0
Estudios geológicos	número	121	121	0
Sísmica 3D	Km <sup>2</sup>	5,992	5,992	

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 no existe variación alguna.

## 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 Chalabil												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2029	% Variación
<b>Modificación Sustantiva</b>												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	5,978	6,741	6,214	5,451	5,412	6,689	6,401	6,518	101,567	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	4	6	5	5	6	7	8	8	97	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	7	8	6	7	7	7	6	8	121	25
	(número)	Real										
4.- Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	(número)	Programa	3	0.5	0.5	0	0	0	0	0	4	25
	(número)	Real										
<b>Seguimiento</b>												
5.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	46	39	27	38	26	24	21	23	2,089	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	214	214	208	206	199	202	200	195	3,074	NA
7.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	444	442	520	448	465	512	520	504	4,273	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 Chalabil, dictaminándolo como ***favorable*** para el DSD1 Evaluación del Potencial, DSD2 Incorporación de Reservas y Caracterización inicial/Delimitación de yacimientos (DSD3). Dado que las expectativas para la incorporación de reservas de hidrocarburos en rocas del mesozoico y terciario son elevadas y se fortalece el conocimiento de las áreas exploradas a través del uso de tecnologías de vanguardia incorporadas a los estudios geológicos, a la interpretación sísmica y a la perforación de pozos exploratorios.

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 Chalabil 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 97 pozos exploratorios, 121 estudios geológicos, 74 estudios geofísicos-geotécnicos y la adquisición de 5,992 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

Para la etapa de incorporación de reserva (DSD2), se tiene planeada la perforación de 10 pozos en el periodo de 2013 al 2014 en los Plays probados del Cretácico Fracturado, Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Superior Brecha y Jurásico Superior Kimmeridgiano, con los cuales se espera realizar la incorporación de reservas.

En la etapa de Caracterización inicial/Delimitación de yacimientos (DSD3), se caracterizarán y delimitarán los yacimientos descubiertos mediante el análisis de datos e información geológica, geofísica, de los resultados de perforación y pruebas de pozos de delimitación, a fin de maximizar la estrategia de explotación.

- El campo Tsimin se delimito con la perforación del pozo Tsimin-1DL, programándose para el 2014 el Tsimin-3DL.
- En el campo Xux, se perforo el pozo Xux-1DL y se tiene programado perforar en el 2013 el pozo Xux-2DL.
- En el campo Kinbe, el pozo Kinbe-1 identifico el contacto agua aceite, por lo que no se hace necesario perforar un pozo delimitador.
- Se concluyo el estudio de caracterización inicial para los campos Xux y Tsimin, y el campo Kinbe está en proceso de terminar su caracterización.

En relación con lo anterior se señala lo siguiente:

**Seguimiento y evaluación del proyecto:**

1. 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-Characterización inicial/Delimitación de yacimientos.

2. 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:**

3. La Comisión recomienda, que Pemex realice la correlación sísmica de horizontes basada en la interpretación de líneas sísmicas que ligan pozos con datos de amarre, para generar secciones de apoyo a las secciones estratigráficas que correlacionen los horizontes de interés.
4. Pemex ha considerado, diferentes procesos, como son, AVO, inversión sísmica, diferentes tipos de migración, algoritmos de evaluación del sello, determinación de presiones anormales y mapeo de fracturamiento en carbonatos a partir de atributos sísmicos; además de algoritmos especializados en la estimación de recursos prospectivos. Sin embargo, se requiere que Pemex confirme si estas consideraciones serán realizadas en todos los cubos sísmicos definidos a la fecha.
5. La Comisión recomienda, que Pemex evalúe la posibilidad de realizar estos algoritmos especializados en la sísmica 3D adquirida recientemente, con la finalidad de mejorar las imágenes de dichos cubos sísmicos.
6. 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.
7. 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:**

8. Para dar un seguimiento adecuado, la Comisión requiere contar con el análisis post mortem de los pozos exploratorios terminados.
9. 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.
10. Dar cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.
11. Proporcionar la relación de coordenadas de los pozos a perforar, para facilitar la ubicación del proyecto.

### **Evaluación económica:**

12. Proporcione la información necesaria para evaluar económicamente la alternativa 2 de este proyecto, ya que únicamente se entregó la correspondiente para la alternativa 1.
13. 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).
14. Realice y remita un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales.

Además, deberá analizar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.

### **Protección ambiental:**

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

16. De acuerdo a la información expuesta, la poligonal del Proyecto Kuchkabal cubre el 92% de la superficie total del proyecto de exploración Chalabil. Para el área restante (8%) esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para que se realicen las actividades contempladas para el área.

### **Seguridad industrial:**

17. Que considere la seguridad industrial como un sistema de administración integral que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y comunidad, por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales al igual que el personal de Pemex deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

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

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

para definir las características del sistema roca-fluido que permitan apoyar la estrategia de explotación de los campos descubiertos.

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

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

## X. Opinión a la Secretaría de Energía

De acuerdo con lo señalado en el artículo 50 de los Lineamientos técnicos y para los efectos administrativos a que tenga lugar, se emite el presente dictamen y opinión respecto del proyecto de exploración Chalabil en sentido ***favorable*** con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1), incorporación de reservas (DSD2) y Caracterización inicial/Delimitación de yacimientos (DSD3). Dado que las expectativas para la incorporar reservas de hidrocarburos en rocas del mesozoico y terciario son elevadas y fortalece el conocimiento de las áreas exploradas a través del uso de tecnologías de vanguardia incorporadas a los estudios geológicos, a la interpretación sísmica y a la perforación de pozos exploratorios.

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.
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.