

Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Tlancanan (nuevo)

Mayo 2013

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN	4
III. MANDATO DE LA CNH	6
IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO	8
A) UBICACIÓN.	8
B) OBJETIVO	9
C) ALCANCE.	9
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	11
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS DE POSIBLE DESARROLLO Y GASTOS DE OPERACIÓN.....	12
F) INDICADORES ECONÓMICOS	13
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	15
➤ REVISIÓN DOCUMENTAL	15
➤ SUFICIENCIA DOCUMENTAL.	15
➤ DICTAMEN DEL PROYECTO.....	17
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN	19
A) ÉXITO EXPLORATORIO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS.	19
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DEL PROYECTO.....	20
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.	24
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	24
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	25
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.	26
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.	29
D) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	31
VII. OPINIÓN DE LA MIP	35
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	42
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES	43
A) RECOMENDACIONES A PEMEX	43
B) CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVA	47
X. OPINIÓN A LA SECRETARÍA DE ENERGÍA	49

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 Tlancanan, el cual es clasificado como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Tlancanan, está ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, es desarrollado por el Activo de Exploración Aguas Profundas Norte, y es considerado como un “proyecto nuevo”, debido a que Pemex Exploración y Producción (en adelante, Pemex o PEP) consideró conveniente la redistribución del Golfo de México en nuevos proyectos, ya que se han alcanzado distintos avances en el conocimiento del área, y esto facilitará su administración y la integración de la información realizada a la fecha.

Recientemente, el proyecto Golfo de México Sur se subdividió en los proyectos Tlancanan y Pulhman. El proyecto Tlancanan es parte de las iniciativas estratégicas de PEP para la evaluación del potencial petrolero del país y recabar información geológica-geofísica necesaria para la interpretación, evaluación del potencial y cuantificación de reservas, jerarquizando las áreas donde, de acuerdo al modelado geológico-geoquímico de la cuenca, exista pronóstico de presencia de aceite, considerando también la búsqueda de gas.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

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

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

7. Oficio D00.-SE.-053/2013, de fecha 11 de febrero de 2013, mediante el cual la Comisión otorga la prórroga, señalando como fecha límite de entrega el 19 de febrero del 2013.
8. Oficio SPE-GEEC-32-2013, recibido en esta Comisión el 19 de febrero de 2013, por el que la GEEC de PEP envía información actualizada del proyecto de exploración Uchukil.
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.*

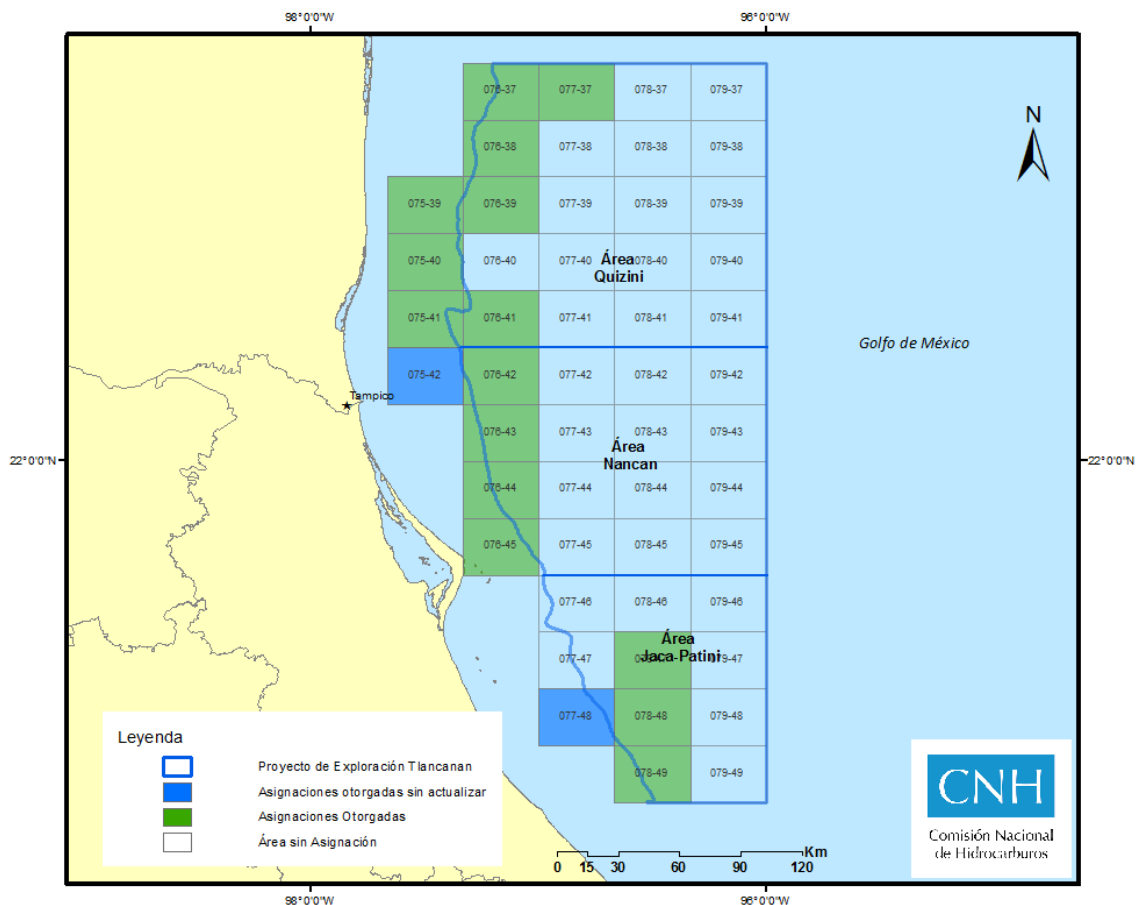
IV. Elementos generales del proyecto

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

a) Ubicación.

El proyecto Tlancanan se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, limita: al norte con el área Oreos del proyecto Área Perdido; al sur con el área Lipax del proyecto Holok, al este con las áreas Quimera y Sable del proyecto Pulhman y al oeste a partir de la isobata de 500 m. Tiene una superficie de 41,155 km² dividida en tres áreas Jaca-Patini, Nancan y Quizini, figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Tlancanan



b) Objetivo

Evaluar el potencial petrolero en aguas profundas del Golfo de México, en tirantes de agua que varían entre los 500 y 2,700 m, con un recurso prospectivo que varía de 263 a 3,916 mmbpce en los percentiles p_{10} y p_{90} respectivamente, con un valor medio de 1,422 mmbpce, provenientes del Cenozoico y Mesozoico. La inversión total exploratoria sería de 31,813 millones de pesos, en el periodo 2013-2027.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 27 pozos exploratorios, la realización de 67 estudios geológicos y la adquisición de 10,500 km² de sísmica 3D.

Para el desarrollo del proyecto, PEMEX analizó y evaluó dos alternativas:

Alternativa 1. Esta alternativa es la seleccionada por Pemex, en esta alternativa se pretende incorporar un recurso medio con riesgo de 1,422 mmbpce en un período de 15 años (2013-2027), se considera, la realización de 67 estudios geológicos, así como la adquisición de 10,500 km² de información sísmica 3D para reducir el riesgo geológico en las oportunidades exploratorias, la tabla 1 presenta el programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos.

Tabla 1 Programa de estudios geológicos y geofísicos. Alternativa 1

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Estudios geológicos	Número	3	3	3	3	5	5	5	5	67
Estudios geofísicos										
Sísmica 3D	Número	1	1	0	0	0	0	0	0	2
Estudios geofísicos de apoyo a la perforación	Número	0	0	0	0	1	1	1	2	27

Se estima una actividad física de perforación de 27 pozos exploratorios en el periodo 2013-2027 en los objetivos Mesozoico y Cenozoico, Tabla 2.

Tabla 2 Pozos exploratorios a perforar, alternativa 1.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Pozos exploratorios	número	0	0	0	0	1	1	1	2	27

Alternativa 2. Con esta alternativa se pretende incorporar un recurso medio con riesgo de 1,358 mmbpce en un período de 15 años (2013-2027), se tiene contemplada, la realización de 67 estudios geológicos, así como la adquisición de 10,500 km² de sísmica 3D para reducir el riesgo geológico en las oportunidades exploratorias. El programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos de la alternativa 2 se observa en la tabla 3.

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

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Estudios geológicos	Número	3	3	3	3	5	5	5	5	67
Estudios geofísicos										
Sísmica 3D	Número	1	1	0	0	0	0	0	0	2
Estudios geofísicos de apoyo a la perforación	Número	0	0	0	0	1	1	1	1	27

Se estima una actividad física de perforación de 27 pozos exploratorios en el periodo 2013-2027, en los objetivos del Mesozoico y del Cenozoico, tabla 4.

Tabla 4 Pozos exploratorios a perforar, alternativa 2.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Pozos exploratorios	número	0	0	0	0	1	1	1	1	27

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

Los recursos prospectivos evaluados de los plays del proyecto Tlancanan, se muestran en la tabla 5.

Tabla 5 Recursos prospectivos de los plays evaluados.

Play	Hidrocarburo principal	Volumen medio sin riesgo (mmbpce)	Pg (%)	Recurso medio con riesgo (mmbpce)
Neógeno	Aceite ligero y gas	15,000	15	2,250
Paleógeno	Aceite ligero y gas	9,579	14	1,341
Mesozoico	Aceite ligero y gas	6,475	16	1,036

Basado en la información de los pozos perforados en áreas vecinas, se puede inferir que el sistema petrolero puede funcionar en el proyecto; sin embargo, los riesgos relativos al sistema petrolero se han cuantificado y ponderado de acuerdo al nivel de conocimiento, ya que es un proyecto de evaluación del potencial. Los 5 elementos de riesgo del sistema petrolero son: trampa, roca sello, roca generadora, roca almacén y sincronía/migración. La conjugación de estos factores produce una fracción decimal, equivalente a la probabilidad de que una acumulación de hidrocarburos esté presente, y se le conoce como probabilidad de éxito geológico o Pg, tabla 6.

Tabla 6 Probabilidad geológica y comercial.

Áreas	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)
Jaca-Patini	17	8
Nancan	15	7
Quizini	14	5

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo ascienden a 1,422 mmbpce en su valor medio, de los cuales 770 mmb corresponden a aceite, 2,738 mmmpc a gas y 104 mmb a condensado. Los perfiles respectivos se muestran en las tablas 7, 8, 9 y 10.

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	263
media	0	0	0	0	56	68	61	80	1,422
P ₉₀	0	0	0	0	175	172	175	225	3,916

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	141
media	0	0	0	0	46	18	15	65	770
P ₉₀	0	0	0	0	143	38	41	182	2,069

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	322
media	0	0	0	0	51	205	189	73	2,738
P ₉₀	0	0	0	0	161	416	507	204	8,855

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	0.88
media	0	0	0	0	0	9	8	0.26	104
P ₉₀	0	0	0	0	0	24	17	1	318

e) Inversiones exploratorias de posible desarrollo y gastos de operación

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

Tabla 11 Inversión exploratoria, alternativa 1 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Inversión exploratoria	995	1,300	477	479	2,220	2,741	3,905	4,305	69,683
Estratégica	804	1,104	275	275	2014	2,533	3,714	4,109	66,650
Pozos ^(a)	0	0	0	0	1,859	2,478	3,659	4,053	63,871
Sísmica ^(b)	658	949	120	120	0	0	0	0	1,847
Estudios geológicos ^(c)	146	155	155	155	155	55	55	55	932
Operacional	191	196	202	204	206	208	191	196	3,033

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	72,551
media	0	0	0	0	0	0	0	0	158,107
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	0	328,089

f) Indicadores económicos

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

Tabla 13 Premisas económicas utilizadas.

Concepto	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	2012
Periodo de actividad exploratoria	2017-2027
Periodo del proyecto	2013-2061

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

Tabla 14 Indicadores económicos, alternativa 1 seleccionada

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor presente neto	mmpesos	38,460	7,433
Relación VPN/VPI	peso/peso	0.88	0.17
Tasa interna de retorno	%	20	14
Valor presente de la inversión	mmpesos	43,676	43,676
Valor presente de los ingresos	mmpesos	89,147	89,147
Valor presente de los costos	mmpesos	7,011	7,011
Valor presente de los impuestos	mmpesos		31,027
Valor presente de los egresos	mmpesos	50,687	81,714

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 15.

Tabla 15. Ficha de suficiencia documental.

DSD1 Exploración		
I. Resumen ejecutivo		
a. Antecedentes y justificación del proyecto	Si	
b. Objetivos y alcance del proyecto	Si	
c. Comentarios sobre la cantidad y calidad de la información utilizada para la documentación	Si	
d. Descripción de la hipótesis en que se soportan los plays	No	No se presenta la hipótesis.
e. Alineación con las estrategias corporativas de Pemex y la política de hidrocarburos	Si	
II. Introducción		
III. Objetivos y alcance de la etapa de visualización		
IV. Adquisición y evaluación de datos e información		
a. Sísmica (2D o 3D)	Si	
b. Modelos geológicos	Si	
c. Identificación y características de plays	Si	
d. Metodología para la obtención de modelos geológicos probables	Si	

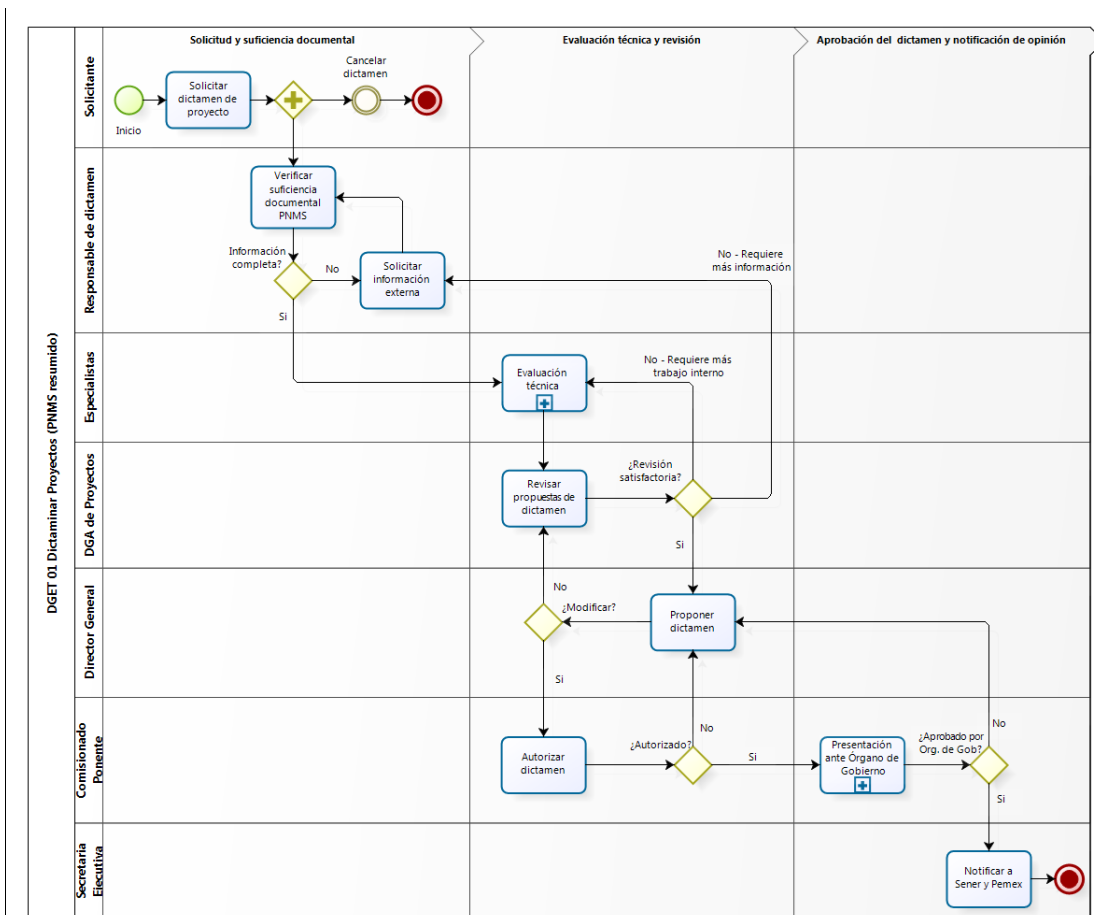
e. Perforación de pozos paramétricos (registros, núcleos, pruebas)	Si	
f. Datos de pozos vecinos y correlaciones	Si	
g. Plan de explotación y métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.	No	No se presenta información, declarando que el proyecto está en fase de Visualización.
h. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa	No	No se presenta la información de las reservas a incorporar.
i. Para cada alternativa presentar el pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburo en sitio	Si	
j. Aspectos geológicos y geofísicos, como origen del sistema, facies, migración y acumulación de hidrocarburos en el/los yacimientos, morfología de fracturas, apertura y permeabilidad de las fracturas, espaciado de fracturas, etc.	Si	
k. Caracterización y evaluación de el/los yacimientos, incluyendo: estudios de pozos, interpretación de registros geofísicos y de imágenes, análisis de núcleos, evaluación del flujo, descripción y modelo del yacimiento (descripción del tipo de roca, definición del modelo geológico del yacimiento), estudios de yacimientos análogos, geomecánica del yacimiento, presión del yacimiento, porosidad y permeabilidad, etc.	Si	
l. Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos	Si	
V. Play visualizados		
a. Ubicación Geográfica	Si	
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	
VI. Análisis de factibilidad técnico, económica y ambiental	Si	
VII. Descripción de los plays preseleccionados y jerarquizados	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 de la siguiente etapa.
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.



Fuente: CNH

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

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

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

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

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

VI. Elementos del Proyecto observados por la Comisión

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

a) Éxito exploratorio e incorporación de reservas.

En este proyecto se encuentra una porción de la provincia Salina del Bravo en donde se tiene la presencia del Cinturón Subsalino, en cuya porción NW se ha interpretado una zona de compresión moderada con cuerpos salinos intrusionados, bajo las cuales pueden existir estructuras asociadas a altos estructurales de basamento y núcleos de sal autóctona. Los cuerpos de sal alóctona en forma de sábana, se consideran como un sello efectivo para trampas de hidrocarburos. Sin embargo esta tectónica salina, presenta en muchos casos una complejidad geológica mayor, que a veces dificulta su entendimiento, y que requiere el uso de tecnologías que permitan obtener imágenes adecuadas de la geología por debajo de la sal, tal es el caso de levantamientos sísmicos de azimut amplio (WAZ) o adquisición sísmica OBC.

En esta zona, se han realizado estudios de gravimetría y magnetometría, así como modelado de cuencas y uso intensivo de procesos especiales para el mejoramiento de la imagen sísmica en zonas con influencia de tectónica salina. La integración e interpretación de esta información ha sido fundamental para identificar, evaluar y jerarquizar zonas donde pueden existir los elementos del sistema petrolero, necesarios para la acumulación y preservación de hidrocarburos.

Esta zona ha sido poco explorada y por ende se tiene un conocimiento bajo en su geología petrolera, encontrándose en las fases iniciales de la cadena de valor exploratoria. Sin embargo, en base a las primeras campañas exploratorias realizadas y a la evaluación actual de sus recursos prospectivos, ofrece atractivas oportunidades de encontrar volúmenes importantes de aceite y gas.

Es necesario que Pemex actualice y calibre su modelo geológico incorporando información de los pozos ya perforados en el área Perdido del lado mexicano, como son , Supremus-1, PEP-1, Trion-1, y Maximino-1. También es necesario que Pemex integre en la correlación regional de biomarcadores para el modelo Geológico-Geoquímico, los resultados de los análisis de laboratorio del correspondiente muestreo geoquímico tomados en los pozos Puskon-1 y Talipau-1 durante su perforación en el 2011.

Es importante resaltar que los estudios de modelado de cuencas y sistemas petroleros realizados hasta el 2011, han sido robustos, sin embargo es necesario actualizarlos con la información obtenida de los pozos que se han perforado desde entonces hasta la fecha.

Los eventos que se han presentado al perforar los pozos exploratorios dentro de este proyecto, tales como pérdida de lodo, manifestaciones de gas y presiones muy por arriba de las calculadas de acuerdo a los modelos geomecánicos establecidos para los pozos con la metodología VCDSE, hacen necesaria una revisión detallada del diseño de los pozos, incorporando las lecciones aprendidas de los pozos ya perforados.

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

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

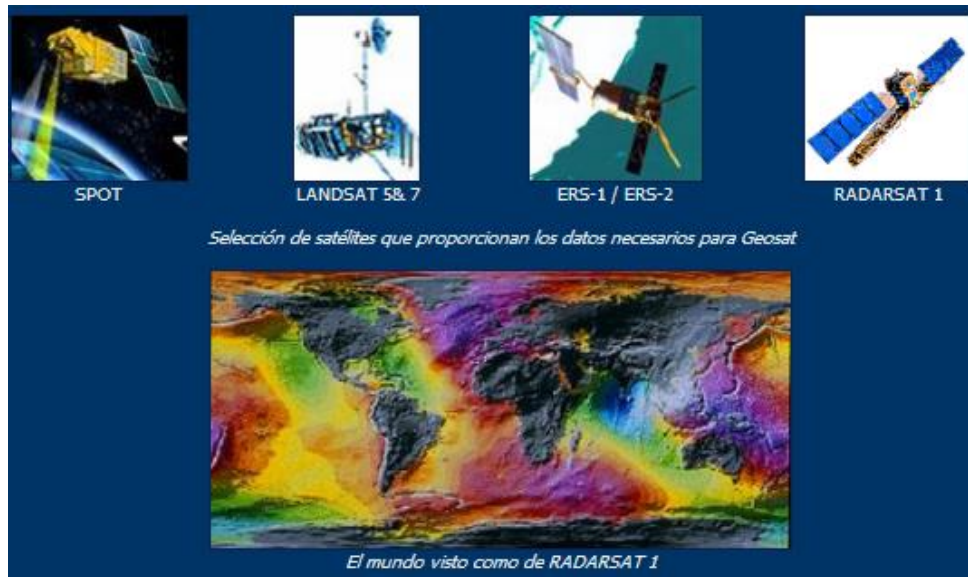
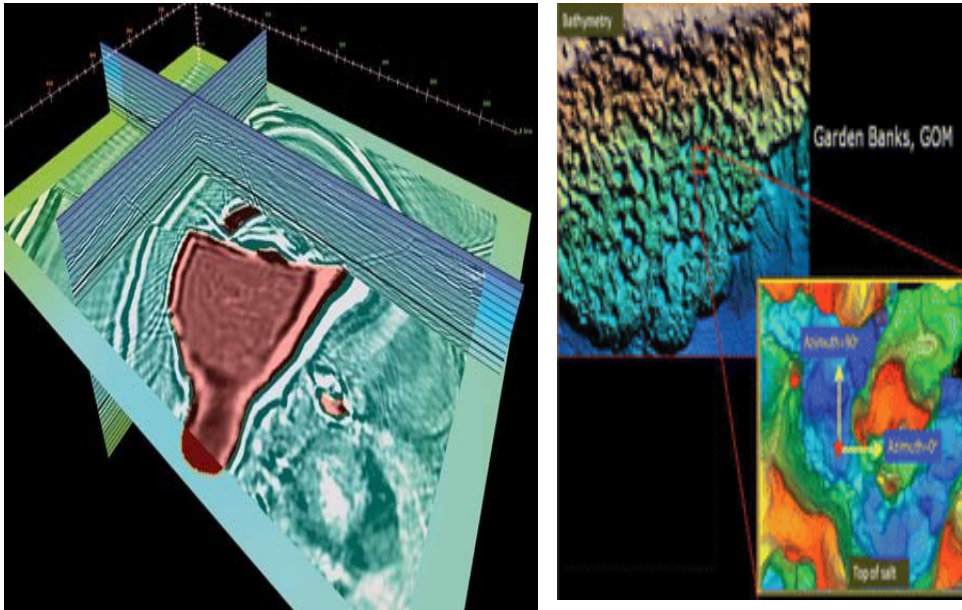


Figura 3 La tecnología de Geosat se basa en el principio físico de que todos los elementos emiten radiación electromagnética a lo largo de cierto espectro por encima del punto de congelación absoluto; la cual utiliza datos satelitales y Geo-datos (geológico, litológico y geofísico) permitiendo la localización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

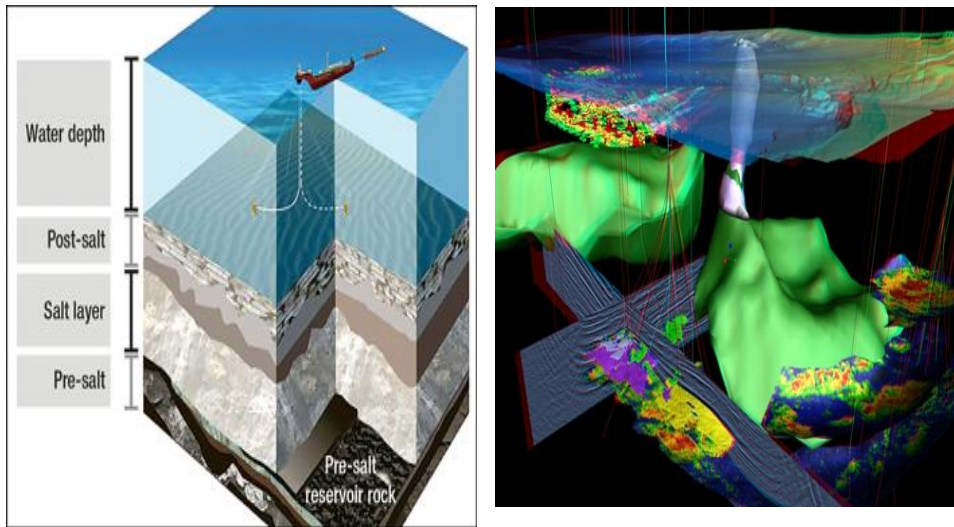
Figura 4. Ejemplos de Reverse Time Migration (RTM) en aguas profundas.



- **Bright spot**, para la exploración de yacimientos de gas a grandes profundidades por debajo de la sal, se debería utilizar la identificación sísmica de “bright spot”; consistente en un estudio detallado de los sistemas encadenados con sísmica de alta resolución calibrada con pozos y su relación con la estratigrafía por debajo de la sal en cuencas muy profundas, lo cual permitiría la ubicación de nuevos yacimientos y detección de áreas prospectivas para la ubicación de nuevos pozos exploratorios e identificación de nuevos plays, figura 5.

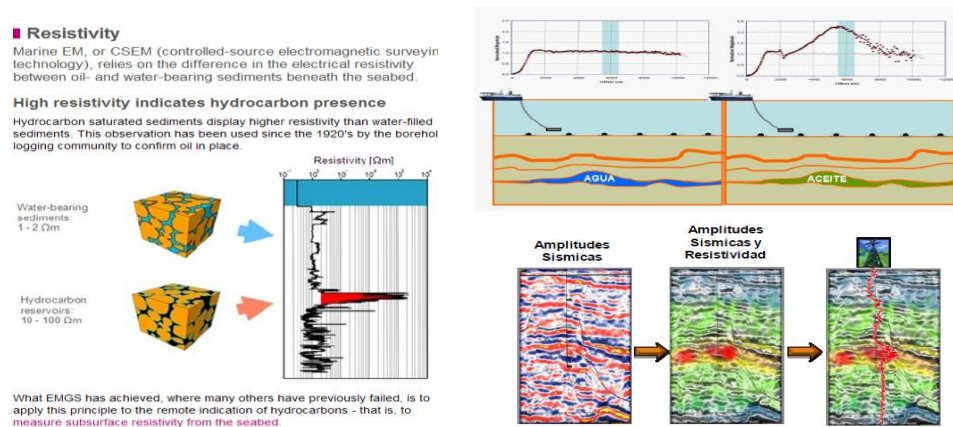
El objetivo es descubrir nuevas fronteras en áreas marino-profundas aumentando el potencial de incorporación de reservas y producción, esta tecnología ha sido aplicada en Bredasdorp and Pletmos basins of offshore South Africa, Mar del Norte, Golfo de Mexico, Denver Basin, Pletmos Basin, Bredasdorp Basin,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

Figura 5. Exploración a grandes profundidades por debajo de la sal



- **Método Electromagnético**, para la detección de nuevas áreas prospectivas en cuencas marino-profundas, figura 6.

Figura 6.- Método Electromagnético en el fondo marino.



c) Evaluación técnica del proyecto.

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

i. Aspectos Estratégicos

Análisis de alternativas

1. Las alternativas presentadas son acordes a la actividad exploratoria que se presenta para el proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda la incorporación del análisis de tecnologías subsalinas, que apoyen de mejor manera la estimación de los recursos prospectivos con complejidad estructural y estratigráfica presentes en el área.
2. 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.
3. 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.
4. 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 similares y no representan realmente una alternativa (aplicación de la metodología VCD visualización, conceptualización y definición).

ii. Modelo Geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Los estudios geológicos, de adquisición sísmica y su interpretación, deben ser integrados por Pemex a los modelos actuales, con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias con mayor certidumbre, y enviar los resultados correspondientes a la Comisión.

- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean revisados 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 éste. Propiamente, se debería hablar de un Valor Monetario Esperado (VME).

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

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

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

¹ El método Monte Carlo asume distintas funciones de probabilidad para estimar cada uno de los parámetros; los árboles de decisión asignan probabilidades a cada uno de los parámetros y sus respectivos escenarios; y, las

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

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

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

Tabla 16. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo ²	91.6	USD/Bpce
Precio de gas	5.5	USD/Mpc
Precio del condensado	88.87	USD/Bpce
Tasa de descuento	12	Porcentaje (%)
Tipo de cambio	12.76	Pesos/USD
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	Mpc/Bpce

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

opciones reales, plantean una combinación de escenarios, manejo de cartera, análisis de decisión y fijación de precio de las opciones.

² En el DSD1 Pemex presenta un precio para el aceite ligero de 91.58 usd/barril, el aceite pesado de 81.81 usd/barril, el aceite superligero de 95.93 usd/barril; para el gas húmedo y seco de 5.71 y 4.79 usd/mpc respectivamente; y, de 88.87 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.

Tabla 17. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	38,460
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	43,676
Relación VPN/VPI =	peso/peso	0.88
Relación beneficio costo	peso/peso	20

- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa seleccionada es la más rentable, debido a que Pemex sólo envió los datos correspondientes para evaluar la alternativa 1, 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 Tlancanán presentadas por PEP para la evaluación del potencial (DSD1), la alternativa propuesta resulta rentable.
- d) Los montos totales de costos e inversiones que se presentan en el DSD1- evaluación del potencial, tienen las siguientes características:
- I. La inversión del proyecto reportada para exploración, es 12% superior a la estimada en el escenario medio de la Base de Datos de Oportunidades exploratorias (BDOE).
 - II. La inversión estimada para futuros desarrollos, es menor 26% de la presentada en la BDOE.
 - III. Los costos operativos son 5% superiores a los costos reportados en la BDOE.
- e) Las probabilidades de éxito comercial en las diferentes áreas del proyecto varían entre 5 y 8%.

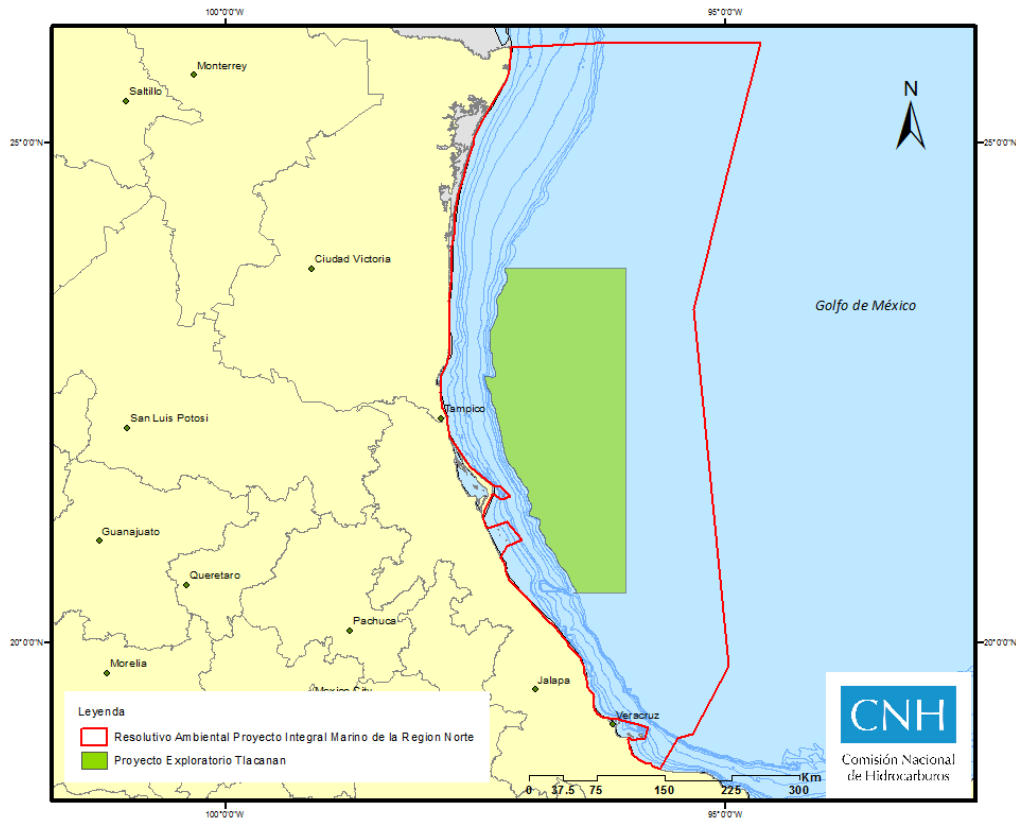
- f) El proyecto Tlancanan abarca parte del territorio que ocupaba el proyecto Golfo de México Sur (1ra etapa), sin embargo, actualmente contempla recursos prospectivos superiores a los reportados en el proyecto mencionado.
- g) El volumen de hidrocarburos a extraer es superior en 5% al reportado en el escenario medio de la BDOE.
- h) En la comparación que realiza la Comisión entre la BDOE y el proyecto a dictaminar no cuenta con el detalle de las oportunidades a desarrollar en el proyecto. Si bien en periodos cortos la inversión, los costos y la producción podrían variar, en el horizonte de planeación total deberían ser similares.
- i) 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 26%.
 - La producción de hidrocarburos se contrae en 14%.
 - Los costos totales aumentan 16%.
- j) 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 materia de protección ambiental, Pemex reportó que sometió para su dictamen ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), a través de la DGIRA el Manifiesto de Impacto Ambiental, modalidad Regional (MIA-R) a desarrollarse en la Zona Económica Exclusiva el Golfo de México, el cual incluye al proyecto Tlancanan, por lo que la autoridad con oficio S.G.P.A./DGIRA.DDT.1078.06 del 30 de mayo de 2006 y

S.G.P.A./DGIRA.DDT.1304.07 del 13 de junio de 2007 dictaminó el proyecto como Ambientalmente Viable, figura 7.

Figura 7 Resolutivo ambiental del proyecto exploratorio Tlacanan



Al respecto, se destaca lo siguiente:

El oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 Proyecto Integral Marino de la Región Norte, emitido en febrero de 2005, fue autorizado de manera condicionada por un periodo de 20 años y dictaminado ambientalmente viable por la SEMARNAT.

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

Con base en lo anterior, esta Comisión determina que:

- a) Es necesario homologar el nombre de este proyecto ante las diversas autoridades involucradas en el mismo, con el fin de otorgarle congruencia al oficio expedido por la SEMARNAT y al oficio remitido por Pemex ante esta Comisión.
- b) Se solicita a Pemex la realización del análisis de factibilidad ambiental, como lo indican los Lineamientos técnicos, en los artículos 12.9 y 17.
- c) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el proyecto de exploración Tlancanan.
- d) El oficio resolutivo de referencia, recomienda que dada la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental.
- e) Se 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.
- f) Se recomienda 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.
- g) Se considera necesario que Pemex informe a la Comisión sobre cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas.

d) Condiciones necesarias de seguridad industrial.

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

- **Identificación de peligros.**

La actividad exploratoria, en específico en la etapa de evaluación del potencial, depende de la complejidad geológica asociada a la presencia de sal e intensa tectónica salina combinada con otros eventos tectónico estructurales de tipo contraccional y extensional-contraccional, en donde el riesgo más relevante está relacionado a la existencia de los elementos y procesos que conforman el sistema petrolero; cuando se ha confirmado el sistema petrolero, la incertidumbre y el riesgo asociado, recae en el volumen de reservas y en la producción de hidrocarburos asociados con los posibles campos a descubrir.

Se identificaron los siguientes:

- Número de pozos exitosos menor a lo esperado.
- Volumen de recursos prospectivos menor al estimado.
- Tipo o calidad de hidrocarburos diferente a lo pronosticado.
- Accidentes mecánicos durante la perforación.
- Disponibilidad y costos de equipos de perforación.
- Disponibilidad de personal con habilidades en geociencias.

- **Evaluación de riesgos operativos.**

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

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

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

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

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

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

La Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere que en materia de seguridad industrial, esta debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad que incluya los diferentes elementos que lo soportan, tal como lo estipula 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, terceros intervienen 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 las cédulas entregadas al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex y la información del proyecto enviada en su oportunidad a esta Comisión, tabla 18.

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




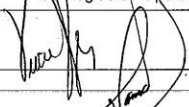
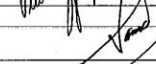
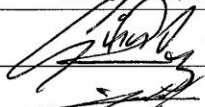

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 8 de agosto de 2012, los proyectos: Área Perdido, Tlancanan, Uchukil, Pakal, Oyamel, Lebranche y Alosa, se presentaron para la acreditación de su **Etapa FEL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

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

Acreditación:

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

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

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

1. Antecedentes

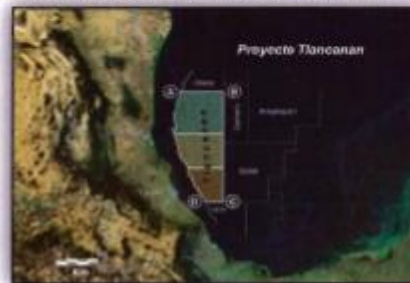
El Proyecto Tiancanán forma parte de lo que anteriormente se denominó Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa. La inversión a ejercer en el Proyecto Tiancanán fue autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), dentro del proyecto Cantarell, bajo el esquema PIDREGAS, para iniciar en el año 2003.

La inversión exploratoria en el Proyecto Tiancanán coadyuvará y determinará las acciones que permitan el descubrimiento de nuevos yacimientos, principalmente de aceite ligero y gas húmedo que contribuyan a la restitución de reservas en el mediano plazo, por lo que se gestionará el registro como Proyecto Nuevo ante la SHCP, para que a partir del 2013 cuente con recursos de inversión en forma independiente.

Hasta el 2011 se ha adquirido 26,108 km² de sísmica 3D, que corresponde al 63% del total del área del proyecto.

2. Ubicación

El Proyecto Tiancanán se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, limita: al norte; con el paralelo 23.750° de latitud norte que lo separa del área Oreos perteneciente al proyecto Área Perdido, al este; con las áreas Quimera y Sable del proyecto de inversión Pullman, al oeste; con la isobata de 500 m que lo divide del proyecto Lebranche, y al sur; con el paralelo 20.500° de latitud norte que lo separa del área Lipax del proyecto Holok. El Proyecto Tiancanán tiene una superficie de 41,155 km².



3. Objetivo y Alcance

Incorporar reservas de aceite ligero y gas en los plays cenozoicos y mesozoicos y evaluar el potencial petrolero en aguas profundas del Golfo de México, en tirantes de agua que varían entre los 500 m y 2,700 m, en rangos que se presentan en la tabla siguiente:

Concepto	Recursos Prospectivos a Incorporar, mmbpce								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	263
Media	0	0	0	0	56	68	61	80	1,422
P ₉₀	0	0	0	0	175	172	175	225	3,916

4. Metas Físicas

Pozos a perforar 27, estudios geológicos 67, adquisición de 10,500 km² de sísmica 3D.

Concepto	Unidades	Pozos a Perforar								
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Pozos exploratorios	número	0	0	0	0	1	1	1	2	27

5. Inversiones Exploratorias, mm\$

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Estratégica	804	1,104	275	275	2014	2,533	3,714	4,109	66,650
Pozos	0	0	0	0	1,859	2,478	3,659	4,053	63,871
Sísmica	658	949	120	120	0	0	0	0	1,847
Estudios	146	155	155	155	155	55	55	55	932
Operacional	191	196	202	204	206	208	191	196	3,033
Total	995	1,300	477	479	2,220	2,741	3,905	4,305	69,683

6. Inversiones del Posible Desarrollo, mm\$

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	72,551
Media	0	0	0	0	0	0	0	0	158,107
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	0	328,089

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	15,878
Media	0	0	0	0	0	0	0	0	188,846
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	0	261,347

8. Pronóstico de Producción



El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 1,359 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 1,422 MMBPCE.

ALH/FAC

AS

Página 2 de 3

9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

- 1.- **Técnico.**- En el sistema petrolero se ha detectado que la roca almacén, el sello y la trampa constituyen los principales elementos de riesgo, por lo cual se tiene programado la adquisición de sísmica (WAZ), 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.

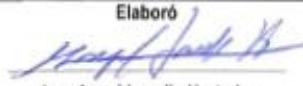
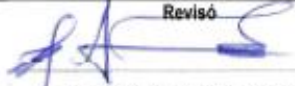

10. Indicadores Económicos

El tipo de hidrocarburo esperado es gas y aceite ligero. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 12 a 32%. El recurso prospectivo con riesgo es de 1422 mmtpce. El costo de descubrimiento corresponde a 49 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor presente de la inversión	mm\$	43,676	43,676
Valor presente neto	mm\$	38,460	7,433
Relación VPN/VPI	\$/\$	0.88	0.17
Tasa interna de retorno	%	20	14

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 Tlancanán

Elaboró  Ing. Angel Lavalie Hurtado	Revisó  Dr. Fernando Ascencio Cendejas	Autorizó  M. en I. Rubén Luján Salazar
--	---	---

ALH/FAC

Página 3 de 3

Tabla 18. Comparativo Cédula vs. DSD1.

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	69,683	69,683	0
Gasto de Operación	mmpesos	3,033	3,033	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	263	263	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	1,422	1,422	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	3,916	3,916	0
Horizonte	Años	2013-2027	2013-2027	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	27	27	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	38,460	38,460	0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	43,676	43,676	0
VPN (después impuestos)	mmpesos	7,433	7,433	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	43,676	43,676	0
Estudios geológicos	número	67	67	0
Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	Km ²	10,500	10,500	0

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 Tlancanan												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	995	1,300	477	479	2,220	2,741	3,905	4,305	69,683	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	0	0	0	1	1	1	2	27	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	3	3	3	3	5	5	5	5	67	25
	(número)	Real										
4.- Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	(número)	Programa	1	1	0	0	0	0	0	0	2	25
	(número)	Real										
Seguimiento												
5.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	263	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	0	0	0	56	68	61	80	1,422	NA
7.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	0	0	0	175	172	175	225	3,916	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										
NA. No aplica.												

IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

De la información remitida por Pemex a esta Comisión, el equipo de trabajo realizó el análisis sobre el proyecto, dictaminándolo como ***favorable***, únicamente para el DSD1 Evaluación del Potencial, dentro del proyecto de exploración Tlancanan con la finalidad de que se obtenga la información geológica-geofísica necesaria para la evaluación del potencial petrolero y cuantificación de reservas. Lo anterior, sin perjuicio de las observaciones y recomendaciones que derivan de la información documental del proyecto presentada ante la Comisión, y que se emiten a efecto de que Pemex las considere en la ejecución y seguimiento del proyecto.

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

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

a) Recomendaciones a Pemex

El proyecto Tlancanan, considera realizar la perforación de 27 pozos exploratorios, 67 estudios geológicos y la adquisición de 10,500 km² de sísmica 3D en el período 2013-2027.

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.

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

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. 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.
4. Dentro del proyecto se encuentra una porción de la provincia salina del Bravo, donde se observa la presencia del cinturón subsalino, en cuya porción NW, se ha definido una zona de compresión moderada con cuerpos salinos intrusionados, lo cual ocasiona una complejidad geológica mayor que requiere el uso de tecnologías de vanguardia para obtener imágenes adecuadas de la geología por debajo de la sal, pudiendo ser estas los levantamientos sísmicos de Azimut amplio (WAZ) o adquisición sísmica HDOBC de alta densidad.

5. Con los resultados obtenidos de los análisis de laboratorio del muestreo geoquímico realizado, en los pozos Puskon-1 y Talipau-1 ya perforados, es necesario que se realice la integración regional de biomarcadores para desarrollar el correspondiente modelo geológico-geoquímico del proyecto.
6. Es necesario que se actualice y calibre el modelo geológico, incorporando la información de los pozos vecinos perforados a la fecha en el área Perdido, como son, Supremus-1, PEP-1, Trion-1, y Maximino-1.
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. Dentro de los principales eventos que la perforación de pozos exploratorios ha registrado en este proyecto, se encuentran: pérdidas de circulación, manifestaciones de gas y presiones de formación muy por encima de las calculadas a través de los modelos geomecánicos, lo cual nos lleva a recomendar que se revise detalladamente el diseño de los pozos incorporando además las lecciones aprendidas.
9. Para dar un seguimiento adecuado, la Comisión requiere contar con el análisis post mortem de los pozos exploratorios terminados.
10. 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.
11. Dar cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.

12. Proporcionar la relación de coordenadas de los pozos a perforar, para facilitar la ubicación del proyecto.

Evaluación económica:

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

14. 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).

15. 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).

16. 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:

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

Seguridad industrial:

18. 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

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 Tlancanan en sentido ***favorable*** únicamente con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1), con la finalidad de que se obtenga la información geológica-geofísica necesaria para la evaluación del potencial petrolero y cuantificación de reservas.

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

1. Se sugiere autorizar a Pemex únicamente las asignaciones en las que se pretenden realizar las actividades establecidas en el documento de soporte de decisión- evaluación del potencial (DSD1), 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.