

Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Uchukil (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
• UBICACIÓN.	8
• OBJETIVO	9
• ALCANCE.	9
• VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	9
• INVERSIONES EXPLORATORIAS DE POSIBLE DESARROLLO Y GASTOS DE OPERACIÓN	12
• INDICADORES ECONÓMICOS	13
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	14
• REVISIÓN DOCUMENTAL	14
• SUFICIENCIA DOCUMENTAL	14
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	16
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN	18
A) ÉXITO EXPLORATORIO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS.	18
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DEL PROYECTO.	20
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.	22
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	22
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	24
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.	25
A. 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 Uchukil, el cual es clasificado como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Uchukil se ubica en el sureste de México frente a las costas de los estados de Veracruz y Tabasco. 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, ya que considera que realizando la exploración con tecnología de vanguardia aplicada a la interpretación de nuevos datos sísmicos, al desarrollo de estudios geológicos y a la perforación de pozos exploratorios, constituyen una oportunidad estratégica dado que las expectativas de incorporación de reservas a corto y mediano plazo son elevadas.

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.*

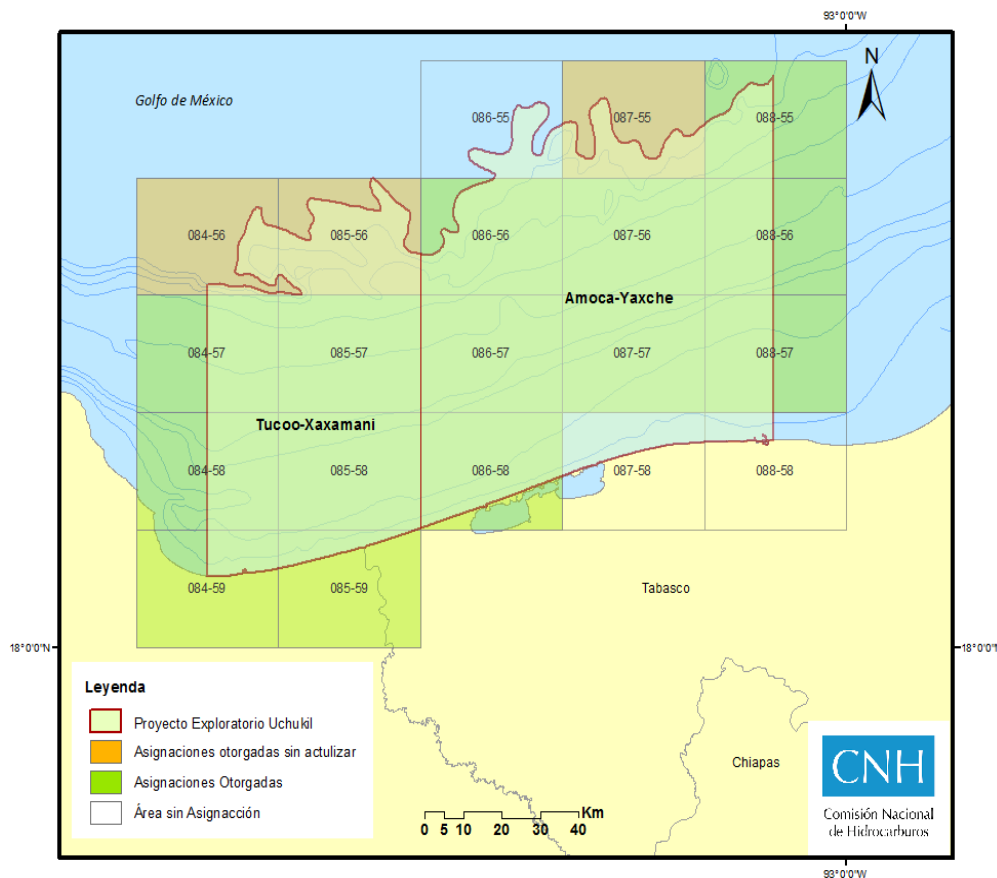
IV. Elementos generales del proyecto

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

- **Ubicación.**

El proyecto Uchukil se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tabasco. Está limitado al norte por la isobata de 500 metros, colindante con el proyecto Han y al este con el proyecto Chalabil, al oeste con el proyecto Alosa y al sur con la línea de costa de los estados de Veracruz y Tabasco; el proyecto se ha dividido en dos áreas prospectivas: Tucoo-Xaxamani y Amoca-Yaxche, cubriendo una superficie de 10,882 km², figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Uchukil



- ***Objetivo***

Incorporar reservas de hidrocarburos en rocas del Mesozoico y Terciario, en un rango que varía de 3,050 mmbpce en el percentil 90 a 938 mmbpce en el percentil 10, con un valor medio de 1,790 mmbpce. La inversión total exploratoria sería de 52,335 mmpesos, en el periodo 2013-2027.

- ***Alcance.***

El programa operativo considera la perforación de 72 pozos exploratorios, la realización de 119 estudios geológicos, 58 estudios geofísicos-geotécnicos y la adquisición de 7,093 km² de sísmica 3D.

- ***Volumen y Recursos Prospectivos.***

Para realizar la evaluación económica de las oportunidades y localizaciones exploratorias, Pemex consideró 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 probabilística.

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 este proyecto son 72 con 138 Objetivos, incluyendo tres delimitadoras, de las cuales 28 tienen como objetivo el play Kimmeridgiano, 29 el play Cretácico Fracturado, 26 corresponden al play Mioceno y 55 al play Plioceno; se expone para cada play el tipo de hidrocarburo esperado, el recurso medio sin riesgo y con riesgo, así como su probabilidad geológica, Tabla 1.

Tabla 1 Plays del proyecto Uchukil.

Nombre del Play	Hidrocarburo principal	Recurso medio sin riesgo (mmbpce)	Pg %	Recurso Medio con riesgo (mmbpce)
Jurásico Superior Kimmeridgiano	Aceite ligero	1,237	36	396
Cretácico Fracturado	Aceite Ligero	1,654	38	616
Mioceno	Aceite ligero	881	34	308
Plioceno	Aceite ligero	1,450	29	408
Total		5,222		1,728

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

Alternativa 1, corresponde a la alternativa seleccionada por Pemex; en la cual se considera perforar 72 pozos exploratorios en un período de 15 años, incluyendo tres pozos delimitadores, se espera incorporar una reserva media de 1,790 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 52,335 millones de pesos, de los cuales 47,975 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 4,360 millones de pesos están destinados a la inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 204,299 millones de pesos, con un índice de utilidad de 3.2 pesos/peso.

En este escenario, después de la actividad exploratoria en el área prioritaria de Amoca-Yaxche, se continúa con el aceite pesado mesozoico de la porción norte, para posteriormente, continuar con las oportunidades terciarias de aceite ligero y gas.

Para esta alternativa, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 1,790 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la tabla 2.

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

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
p ₁₀	0	21	10	12	18	16	2	11	938
Media	60	170	139	142	133	128	126	126	1,790
p ₉₀	166	387	380	375	304	301	346	320	3,051

Alternativa 2, considera perforar 68 pozos exploratorios, en un período de 15 años, incluyendo tres pozos delimitadores, se incorporará una reserva media de 1,576 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 49,049 millones de pesos, de los cuales 44,689 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 4,360 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 171,761.8 millones de pesos, con un índice de utilidad de 2.97 pesos/peso.

En este segundo escenario, después de la actividad exploratoria en el área prioritaria de Amocayaxche, se continúa con las oportunidades terciarias de aceite ligero y gas, postergando el aceite pesado mesozoico de la porción norte.

Para esta alternativa, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 1,576 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 ₁₀	0	21	10	10	3	8	3	5	811
Media	60	170	93	87	90	94	101	112	1,576
p ₉₀	166	387	246	222	235	238	253	319	2,746

- *Inversiones exploratorias de posible desarrollo y gastos de operación*

La inversión exploratoria requerida por actividad, para la alternativa 1 seleccionada, en el período 2013-2027, se muestra en la tabla 4.

Tabla 4 Inversión exploratoria, alternativa seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Inversión exploratoria	2,505	3,980	3,359	4,041	4,440	4,511	4,311	4,297	52,335
Estratégica	2,216	3,690	3,068	3,750	4,149	4,220	4,020	4,007	47,975
Pozos ^a	1,990	3,450	2,876	3,468	3,874	3,978	3,771	3,763	44,319
Sísmica	118	72	52	128	77	52	52	52	966
Estudios	107	168	139	155	198	191	197	191	2,690
Operacional	290	290	291	291	291	291	291	291	4,360

^a Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios y de los pozos delimitadores de los futuros descubrimientos en los años 2017, 2018 y 2020

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 ₁₀	0	0	0	1,049	1,360	1,152	2,616	1,854	97,556
media	0	0	658	4,232	6,755	6,436	7,632	5,334	127,749
P ₉₀	0	0	1,664	9,782	15,847	13,558	14,642	12,060	175,416

Tabla 6 Costos operativos de futuros desarrollos, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	12	72	109	154	20,298
media	0	0	0	33	132	279	427	561	28,258
P ₉₀	0	0	0	82	317	631	1,017	1,386	41,107

- *Indicadores económicos*

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

Tabla 7 Premisas económicas utilizadas.

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

La evaluación económica del proyecto para la alternativa 1 seleccionada, considera los valores medios anuales de producción, inversión total y gastos de operación que se obtienen de la simulación probabilista realizada al proyecto. Los indicadores económicos que resultaron de la evaluación, para la alternativa seleccionada, 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	204,299	20,271
Relación VPN/VPI	peso/peso	3.21	0.32
Tasa Interna de Retorno	%	49%	17%
Beneficio Costo	peso/peso	4.01	0.35
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	63,582	63,582
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	272,176	272,176
Valor Presente de los Costos	mmpesos	4,294	4,294
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos	0	184,028
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	67,876	251,904

V. Emisión del dictamen

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

- **Revisión documental**

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

- **Suficiencia documental.**

Esta Comisión revisó y analizó la información técnica del proyecto proporcionada por PEP, concluyendo que existía suficiencia documental para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se encuentra en la tabla 9.

Tabla 9. Ficha de información proporcionada.

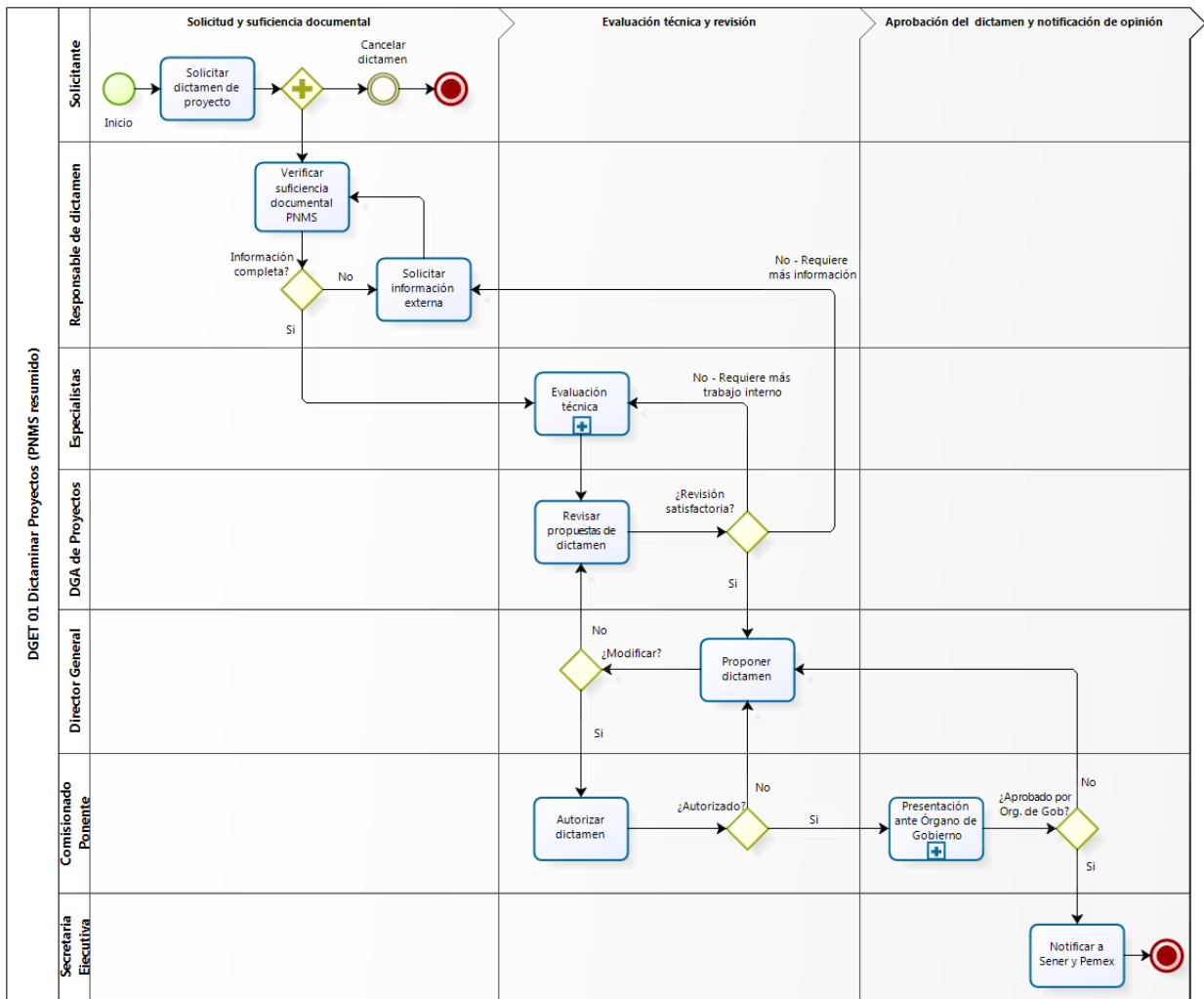
I. Resumen ejecutivo		
a. Objetivos y alcance del proyecto	Si	
b. Estrategias consideradas	Si	
c. Recomendaciones	Si	
II. Introducción		
III. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización		
IV. Evaluación de datos e información		
a. Interpretación y ajuste de sísmica (2D o 3D)	Si	
b. Estudios 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	
V. Descripción de las oportunidades de incorporaciones de reservas evaluadas		
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	No	Solo se presenta, de manera determinista, los indicadores económicos para las localizaciones programadas a perforarse en los primeros 2 años.
VII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos	Si	
IX. Descripción de las localizaciones exploratorias seleccionadas		
a. Aspectos técnicos de las localizaciones	Si	
b. Justificación de las localizaciones	Si	
c. Informe de soporte de las localizaciones	No	Omisión de información. El anexo 2 no está incluido en el archivo digital.
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	
XI. Plan de ejecución de la próxima etapa, Definición (D)/ Factibilidad:		
a. Formalización de roles y responsabilidades	Si	
b. Estudios requeridos	No	No se mencionan los estudios específicos que se requieren.
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.



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.

Los estudios propuestos en el proyecto tienen como objetivo obtener una imagen sísmica de buena calidad para objetivos específicos, donde se requiere información de mayor resolución que permita la identificación de nuevas oportunidades exploratorias.

Para cubrir la totalidad del área del proyecto con sísmica 3D, se requiere realizar levantamientos sísmicos en solo el 10% del área. Pemex propone realizar levantamientos sísmicos WAZ u OBC en áreas donde ya existe información de sísmica 3D (figuras 3 y 4), sin especificar la razón de tal decisión, dado que por la complejidad geológica reportada para el área Tucoo-Xaxamani, esta sería en donde debería aplicarse el levantamiento sísmico WAZ u OBC, no sin antes haber realizado una reinterpretación de la sísmica ya existente, como por ejemplo:

- ✓ El cubo sísmico Tonalli-Tucoo OBC 3D programado para ser adquirido en el periodo 2015-2016, se observa que está cubierto por la sísmica de los cubos Tucoo (1999), Santa Ana (1997), Coatzacoalcos 3D (1996) y Rabon Grande OBC (1999) y una porción del cubo Holok Alvarado (2003-2004).
- ✓ El cubo sísmico Amoca-Tecoalli OBC 3D programado para adquirirse en 2017, se observa que está cubierto en gran parte por los cubos Santa Ana OBC (1998), Almeja Cisne (2003) y Cequi (2010).

- ✓ Para el 2013, se tiene programado adquirir el cubo Kexul Chuktah 3D WAZ (azimut amplio), que se observa está cubierto en su totalidad por la sísmica del cubo Bolol (2013).

Figura 3 Estudios sísmicos 3D realizados en el proyecto.

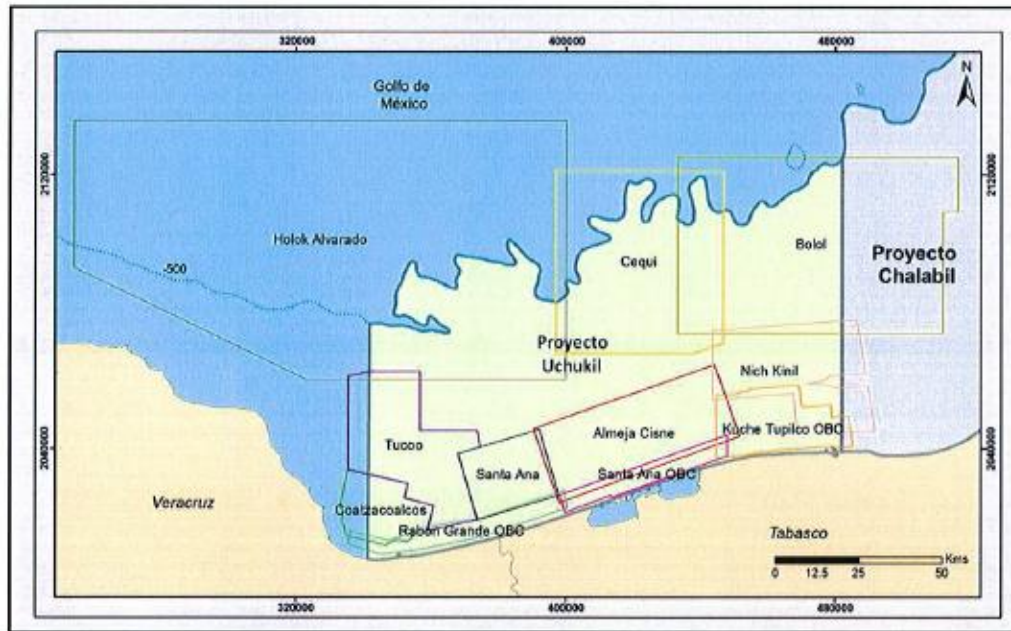
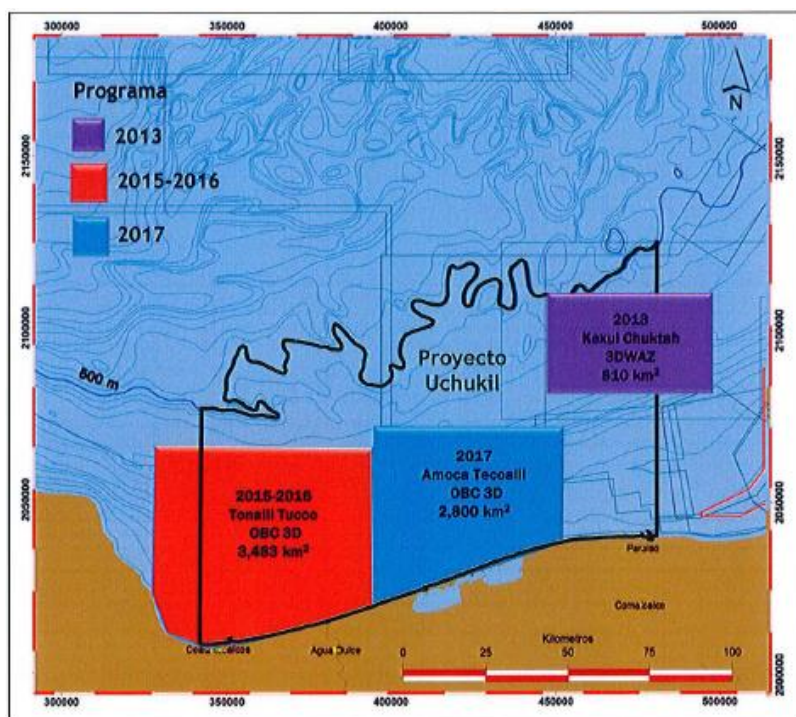


Figura 4 Programa de adquisición sísmica en el proyecto Uchukil.



Aunado a lo anterior, se observa para el nivel Mesozoico que el grado de conocimiento es bueno en la porción sureste del área Amoca-Yaxche, sin embargo, la profundización hacia el área Tucoo-Xaxamani en la porción occidental hacen que este play sea aún desconocido debido a la presencia de intrusiones salinas y una fuerte profundización del intervalo mesozoico, lo que ha impedido continuar su correlación con datos sísmicos.

La ubicación de las oportunidades exploratorias dentro del proyecto Uchukil se encuentran dentro del área del cubo WAZ que se pretende adquirir. Estas localizaciones deben ser redefinidas, al término de los estudios geológicos-geofísicos programados para este proyecto. Es necesario que Pemex espere los resultados de la sísmica programada para redefinir el modelo geológico y la ubicación de las oportunidades a perforar.

Pemex realiza algunos estudios de AVO e inversión sísmica, cuyos atributos permiten calibrar la distribución de la roca almacén y el tipo de fluido contenido, y han logrado disminuir la incertidumbre, tal como sucedió en el pozo Hokchi-1, donde el yacimiento encontrado se calibró bien con la anomalía, permitiendo un mejor detalle de la distribución de las facies almacenadoras presentes, definiendo a mayor detalle el modelo sedimentario, se recomienda que estos estudios se realicen en toda la sísmica ya existente, con lo cual quizá no sea necesario adquirir los cubos sísmicos tal y como fueron propuestos por Pemex.

Como mejores prácticas se recomienda que se realice la reinterpretación sísmica a partir de la incorporación de datos de los registros VSP, TZ, sintéticos y tomografía de pozos, lo cual servirá para hacer una calibración real a la sísmica existente.

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 5), obteniendo imágenes digitales de áreas remotas con los siguientes beneficios:

- Contar con bases de datos de coordenadas fiables, datos geospaciales 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.

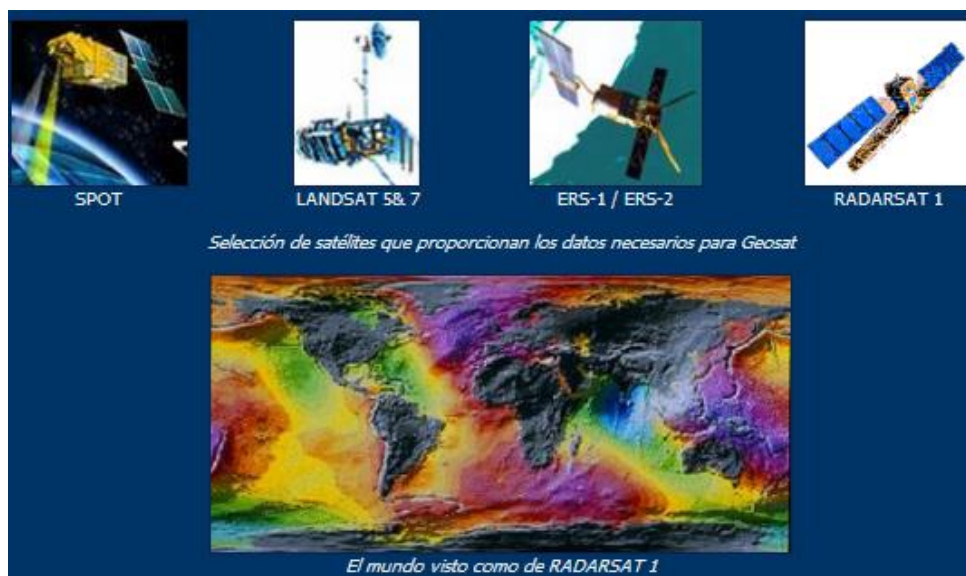
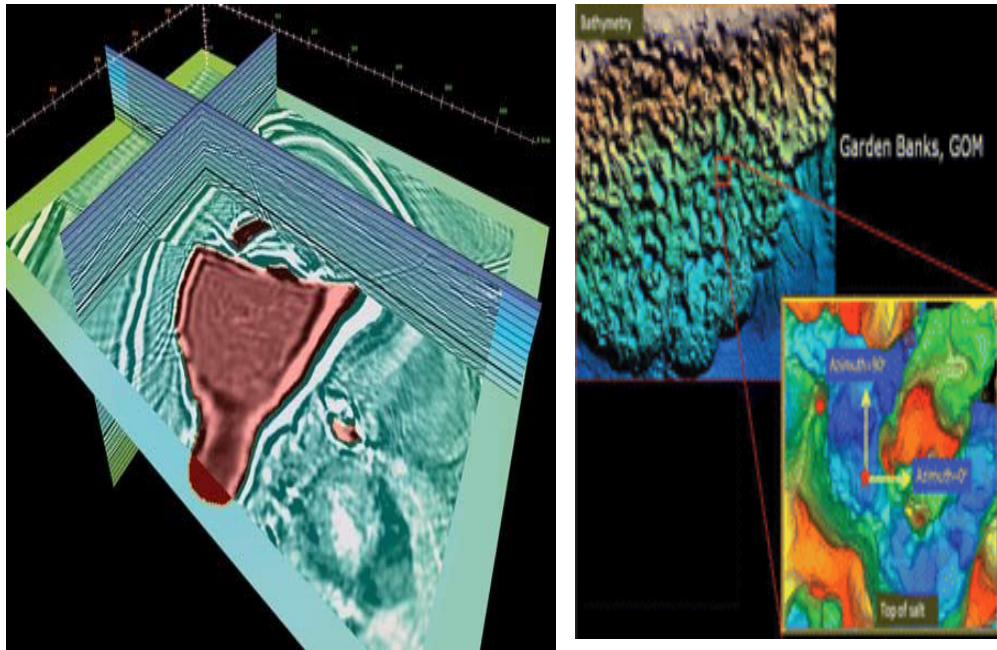


Figura 5- La tecnología de Geosat se basa en el principio físico de que todos los elementos emiten radiación electromagnética a lo largo de cierto espectro por encima del punto de congelación absoluto; la cual utiliza datos satelitales y Geo-datos (geológico, litológico y geofísico) permitiendo la localización 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 6.

Figura 6. 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).
- e) En la alternativa 1 elegida por Pemex, mencionan que después de la actividad exploratoria en el área prioritaria de Amoca-Yaxche, se continuará con el aceite pesado mesozoico de la porción norte, y posteriormente, continuar con las oportunidades terciarias de aceite ligero y gas.

Por lo anteriormente descrito, esta Comisión considera que Pemex debe continuar con las oportunidades terciarias de aceite ligero y gas antes de incursionar con el aceite pesado mesozoico de la porción norte.

Formulación del proyecto.

- a) El proyecto de exploración Uchuki 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
Yaxche-301	2013	64	55	4,000	Mioceno Superior
Mizton-1	2013	71	32	3,400	Plioceno Inferior
Tlacame-1	2014	37	50	3,450	Mioceno Superior
Tsanlah-1	2014	91	42	2,500	Mioceno Superior
Tzutz-1	2014	134	55	6,700	Cretácico, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Xikin-1	2014	75	54	7,100	Cretácico, Jurásico Superior Kimmeridgiano

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

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 únicamente para la alternativa 1, dado que Pemex no envió la información requerida para evaluar la alternativa 2 y así establecer el análisis comparativo requerido.

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

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 11.

Tabla 11 Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo ²	90.7	usd/barril
Precio de gas	5.71	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 Uchukil es o no rentable y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

² Se presenta la evaluación económica del modelo presentado en el DSD2 al cual se hace referencia en el DSD1, en el DSD3 no se presentó evaluación económica.

² 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.

Tabla 12 Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	204,299
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	63,582
Relación VPN/VPI =	peso/peso	3.21
Relación beneficio costo	peso/peso	4.01
TIR	%	49

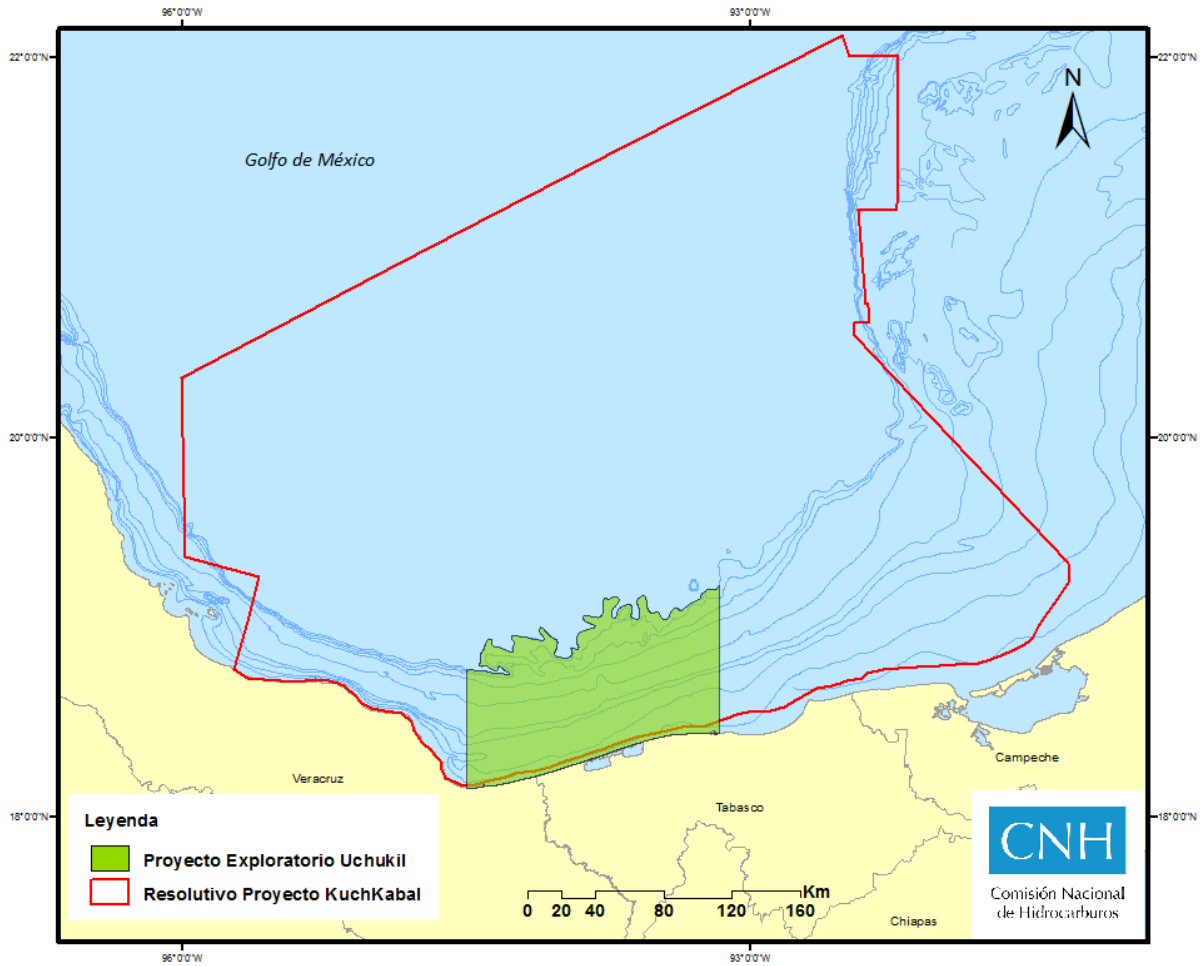
- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa 1 es la más rentable en relación con la alternativa 2, debido a que Pemex sólo envió los datos correspondientes para evaluar la primera, por lo que no es posible comparar los resultados.
- b) Bajo las premisas del proyecto Uchukil presentadas por PEP en la etapa DSD2-incorporación de reservas, la alternativa propuesta resulta rentable.
- c) 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 del 18%, 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 al 25% de la presentada en la BDOE.
 - Los costos operativos son similares a los costos reportados en la BDOE
- d) Las probabilidades de éxito comercial varían entre 4% y 56%, por lo que se aprecia la existencia de un elevado grado de incertidumbre.
- e) En la comparación que realiza la Comisión entre la BDOE y el proyecto a dictamen 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.

- f) 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 28%.
 - La producción de hidrocarburos se contrae en 23%.
 - Los costos totales aumentan 30%.
- g) 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.

a. Aspectos Ambientales.

En la información presentada a esta Comisión, Pemex señala que el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 emitido el 17 de enero de 2006 por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) correspondiente al proyecto de exploración Uchukil, se encuentra bajo el nombre del proyecto Kuchkabal, figura 7.

Figura 7. Resolutivos ambientales del Pproyecto Uchukil



Al respecto, la comisión destaca lo siguiente:

El 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 de dicho oficio. Avala la perforación de 225 pozos exploratorios y 60 delimitadores, frente a las costas de Campeche, Tabasco y Veracruz.

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

Con base en lo anterior, esta Comisión concluye que:

- a) De acuerdo a la información enviada por Pemex, la poligonal del Proyecto Ambiental Kuchkabal cubre el 95% de la superficie total del proyecto de exploración Uchukil. Esta Comisión recomienda que Pemex, gestione las autorizaciones pertinentes para el área restante (5%), para poder realizar las actividades consideradas.
- b) Es responsabilidad de Pemex contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el proyecto de exploración Uchukil.
- c) 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.
- 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 solicita a Pemex la realización del análisis de factibilidad ambiental, como lo indican los Lineamientos técnicos, en los artículos 12.9 y 17.
- 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.**

Con respecto a los riesgos operativos, éstos están ligados a las actividades de perforación y a la efectividad de las predicciones de columna, presiones anormales, tipo de roca y fluidos encontrados en los objetivos.

Éstos riesgos pueden ser minimizados con la realización de estudios que incrementen el conocimiento geológico del área y el sistema petrolero, así como la disponibilidad de información geofísica y geológica que permita la realización de estos estudios.

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.**

Con el fin de garantizar el alcance de los objetivos planteados en el proyecto y minimizar los riesgos operativos, Pemex está aplicando la metodología VCDSE para el diseño de las etapas de perforación y terminación de pozos, así como la incorporación de nuevas tecnologías, 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 de manera oportuna, lo que redundará en una significativa disminución de 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 el control y restauración de las áreas en que se realizan actividades que pudieran impactar al ambiente.

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 RP 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y en general como parte de los elementos indispensables para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
- c) En la evaluación de riesgos operativos, Pemex debe considerar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, además de realizar una evaluación socioeconómica que estime las externalidades negativas.

- d) En las operaciones de perforación de pozos exploratorios intervienen terceros independientes que apoyan la ejecución de las obras y servicios requeridos para tal fin, por lo que es imperante contar con empresas especializadas que utilicen tecnología de vanguardia, con experiencia calificada y certificada, con capacidad técnica y financiera comprobables, que utilicen las mejores prácticas, realicen sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas.
- e) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Opinión de la MIP

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

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

Para emitir su dictamen, la Comisión realizó un comparativo de información general entre 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 13.

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




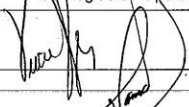
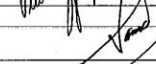
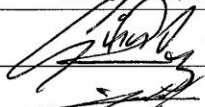

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 8 de agosto de 2012, los proyectos: Área Perdido, Tlancanan, Uchukil, Pakal, Oyamel, Lebranche y Alosa, se presentaron para la acreditación de su **Etapas FEL 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
Área Perdido	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende las áreas de Cinturón Plegado Perdido (CPP) y Cinturón Subsalino / Minicuenas Salinas (MCS), que abarca los Plays Hipotéticos del Neógeno, Paleógeno y Mesozoico. En esta etapa el Proyecto inició la perforación de dos pozos exploratorios Supremus-1 y Trión-1 en Junio del 2012.
Tlancanan	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende las áreas de Quizini, Nancan, Jaca-Patini en los plays Neógeno, Paleógeno y Mesozoico (en fase de evaluación).
Uchukil	SI	SI	SI	La etapa de Visualización comprende el área Tucoo-Xaxamani en los plays de edad Terciario, Mesozoicos y subsalinos. En la etapa de Conceptualización se encuentra parte del Terciario del área Tucoo-Xaxamani, así mismo para el área Amoca-Yaxche se encuentran los plays arenas y areniscas del Terciario, Cretácico fracturado y bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano productores en los campos Amoca, Yaxche y Xanab. La etapa de Definición está asociada a los campos descubiertos del área Amoca Yaxche.
Pakal	SI	SI	SI	La etapa de Visualización comprende el área Palizada y Tulljá en los plays hipotéticos: Brechas carbonatadas del Paleógeno, Calizas del Cretácico y Jurásico, así mismo para el área Usumacinta los plays de edad Cretácico y Jurásico. La etapa de Conceptualización comprende el área Usumacinta, buscando los plays Plioceno y Mioceno Terrígeno productores en los campos Vernet, José Colomo, Chilapilla, Tepetitán, Narváez 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 Uchukil tiene sus antecedentes en el proyecto Coatzacoacoos perteneciente al sector Hidrocarburos, el cual fue autorizado por la H. Cámara de Diputados en 2003 comprendiendo además el proyecto Crudo Ligero Marino en su componente exploratoria. Basado en los resultados favorables obtenidos en los últimos años, el Proyecto Uchukil gestiona su registro como Proyecto Nuevo ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para que a partir del año 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.

Hasta el 2011 se ha adquirido 9,724 km² de sísmica 3D, que corresponde al 90% del total del área del proyecto. El área principal del proyecto es Amoca-Yaxche, debido a que ha dado resultados positivos en cuanto a productividad y producción de hidrocarburos en el sector Amoca-Yaxche con pozos del campo Yaxhe Terciario. El proyecto ha incorporado 866 mmbpce de reservas en los últimos 30 años, con la perforación de 31 pozos, con un porcentaje de éxito geológico del 53%.

2. Ubicación

Se ubica en el sureste de México, en aguas territoriales del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tabasco. Está limitado al norte por la isóbata de 500 metros, que colinda con el proyecto Han pertenece al Activo de Exploración Aguas Profundas Sur, al este por el proyecto Chalabíl, y al sur por la línea de costa de los estados de Veracruz y Tabasco, mientras que al oeste por el proyecto Alosa. Comprende una superficie de 10,882 km², dividida en dos áreas: Amoca-Yaxche y Tucoo-Xaxamani.



3. Objetivo y Alcance

Incorporar reservas de hidrocarburos de rocas siliciclásticas del Plioceno y Mioceno, así como en rocas carbonatadas del Cretácico y Kimmeridgiano y estimar el potencial de hidrocarburos de los plays subsalinos y del Mesozoico, en rangos que se presentan en la tabla siguiente:

Recursos Prospectivos a Incorporar, mmbpce

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
P ₁₀	0	21	10	12	18	16	2	11	938
Media	60	170	139	142	133	128	126	126	1,790
P ₉₀	166	387	380	375	304	301	346	320	3,051

4. Metas Físicas

Pozos a perforar 72, estudios geológicos 119, adquisición de 7,093 km² de sísmica 3D.

Pozos a Perforar

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Pozos exploratorios	Número	2	4	5	5	5	5	5	5	72

5. Inversiones Exploratorias, mm\$

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Estratégica	2,216	3,690	3,068	3,750	4,149	4,220	4,020	4,007	47,975
Pozos*	1,990	3,450	2,876	3,468	3,874	3,978	3,771	3,763	44,319
Sísmica	118	72	52	128	77	52	52	52	966
Estudios	107	168	139	155	198	191	197	191	2,690
Operacional	290	290	291	291	291	291	291	291	4,360
Total	2,505	3,980	3,359	4,041	4,440	4,511	4,311	4,297	52,335

*Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios y de los pozos delimitadores de los futuros descubrimientos en los años 2017, 2016 y 2020.

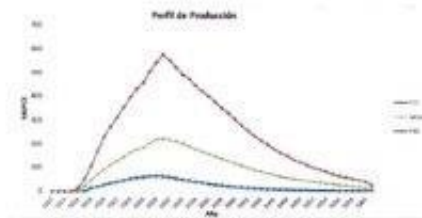
6. Inversiones del Posible Desarrollo, mm\$

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	1,049	1,360	1,152	2,616	1,854	97,556
Media	0	0	658	4,232	6,755	6,436	7,632	5,334	127,749
P ₉₀	0	0	1,664	9,782	15,847	13,558	14,642	12,060	175,416

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	12	72	109	154	20,298
Media	0	0	0	33	132	279	427	561	28,258
P ₉₀	0	0	0	82	317	631	1,017	1,386	41,107

8. Pronóstico de Producción



ASJ

El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 1,690 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 1,790 MMBPCE.

9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

- 1.- **Técnico**- En el sistema petrolero se ha detectado que en el mesozoico es la calidad de la roca almacén lo que constituye los principales elementos de riesgo; mientras que para los plays terciarios son sincronía y migración, 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. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 29 a 38%. El recurso prospectivo sin riesgo y con riesgo es de 5,222 y 1,728 mmbope, respectivamente. El costo de descubrimiento corresponde a 29 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente de la Inversión	mm\$	63,582	63,582
Valor Presente Neto	mm\$	204,299	20,271
Relación VPN/VPI	\$/S	3.21	0.32
Tasa Interna de Retorno	%	49	17

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 Uchukil.

<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	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	52,335	52,335	0
Gasto de Operación	mmpesos	4,360	4,360	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	938	938	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	1,790	1,790	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	3,051	3,051	0
Horizonte	Años	2013-2027	2013-2027	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	72	72	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	204,299	204,299	0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	63,582	63,582	0
VPN (después impuestos)	mmpesos	20,271	20,271	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	63,582	63,582	0
Estudios geológicos	número	119	119	0
Sísmica 3D	Km ²	7,093	7,093	0

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

VIII. Mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa

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

Proyecto de Exploración Uchukil												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	2,505	3,980	3,359	4,041	4,440	4,511	4,311	4,297	52,335	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	2	4	5	5	5	5	5	5	72	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	10	11	8	8	7	8	7	9	119	25
	(número)	Real										
4.- Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	(número)	Programa	1	0	0	1	1	0	0	0	3	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	21	10	12	18	16	2	11	938	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	60	170	139	142	133	128	126	126	1,790	NA
7.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	166	387	380	375	304	301	346	320	3,051	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*** para el *DSD1 Evaluación del Potencial y DSD2 Incorporación de Reservas*, dentro del proyecto de exploración Uchukil. 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 Uchukil 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 72 pozos exploratorios, realizar 119 estudios geológicos, 58 estudios geofísicos-geotécnicos y adquirir 7,093 km² de sísmica 3D.

Para la etapa de incorporación de reservas-DSD2, Pemex planea perforar 6 pozos en el periodo 2013-2014 en los Plays del Mioceno Superior, Plioceno Inferior, Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, mediante los cuales se espera asegurar la incorporación de reservas.

La etapa caracterización inicial de yacimientos /delimitación-DSD3, no fue evaluada, debido a que actualmente en el proyecto, no se tienen yacimientos descubiertos para su delimitación.

En relación con lo anterior se señala lo siguiente:

Documentación del proyecto:

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

Seguimiento y evaluación del proyecto:

2. A efecto de que la Comisión esté en posibilidad de dar seguimiento al proyecto se solicita a Pemex que entregue cada dos años, los resultados de los avances obtenidos en las actividades planteadas para el DSD1-Evaluación del Potencial y DSD2 Incorporación de reservas.

Lo anterior, con independencia que en su momento, la Comisión dictaminará el proyecto en las etapas DSD3 (Caracterización inicial/Delimitación de yacimientos).

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

Geociencias:

4. Como mejores prácticas se recomienda que se realice la reinterpretación sísmica a partir de la incorporación de datos de los registros VSP, TZ, sintéticos y tomografía de pozos, lo cual servirá para hacer una calibración real a la sísmica existente.

5. La ubicación de las oportunidades exploratorias dentro del proyecto Uchukil se encuentran dentro del área del cubo WAZ que se pretende adquirir. Estas localizaciones deben ser redefinidas, al término de los estudios geológicos-geofísicos programados para este proyecto y hasta entonces dar inicio al programa de perforación establecido.
6. Para cubrir la totalidad del área del proyecto con sísmica 3D, se requiere realizar levantamientos sísmicos en solo el 10% de esta. Pemex propone realizar levantamientos sísmicos OBC o WAZ en áreas donde ya existe información de sísmica 3D, sin profundizar en tal decisión, se recomienda realizar el reprocesamiento sísmico del área del proyecto y posteriormente redefinir en que otras áreas se requerirían aplicar o replantear la aplicación de las tecnologías señaladas, de acuerdo a la complejidad geológica identificada en el proyecto.
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.
8. En la alternativa 1 elegida por Pemex, mencionan que después de la actividad exploratoria en el área prioritaria de Amoca-Yaxche, se continuará con el aceite pesado mesozoico de la porción norte, y posteriormente, continuar con las oportunidades terciarias de aceite ligero y gas.

Por lo anteriormente descrito, esta Comisión considera que Pemex debe continuar con las oportunidades terciarias de aceite ligero y gas antes de incursionar con el aceite pesado mesozoico de la porción norte.

Perforación:

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. 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:

16. Proporcionar la relación de coordenadas de las áreas avaladas ambientalmente para simplificar la ubicación del proyecto
17. De acuerdo a la información expuesta por Pemex, la poligonal del Proyecto Ambiental Kuchkabal cubre el 95% de la superficie total del proyecto de exploración Uchukil. Para el área restante (5%) esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para poder realizar las actividades contempladas en ésta área.

Seguridad industrial:

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

b) Cumplimiento a la normativa

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

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

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

3. Pemex debe presentar la información referida en el artículo 31 de los Lineamientos técnicos, para estar en posibilidad de publicar los planes y programas, tal como lo señala el artículo 50 de dicha normativa.
4. Es responsabilidad de Pemex que los resolutivos ambientales cubran el total de la superficie del proyecto de exploración Uchukil.

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 Uchukil en sentido ***favorable*** únicamente con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1) e incorporación de reservas (DSD2), dadas las expectativas presentadas por Pemex relacionadas con la incorporación de reservas en el corto y mediano plazos.

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) e incorporación de reservas (DSD2), 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.