

Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Han (nuevo)

MAYO 2013

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.....	12
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS DEL POSIBLE DESARROLLO Y GASTOS DE OPERACIÓN	15
F) INDICADORES ECONÓMICOS	16
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	18
• REVISIÓN DOCUMENTAL	18
• SUFICIENCIA DOCUMENTAL	18
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	20
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN	23
A) ÉXITO EXPLORATORIO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS.....	23
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DEL PROYECTO.....	25
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	27
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	27
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	28
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	29
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	32
V. CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	35
II. OPINIÓN DE LA MIP.....	45
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	53
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....	54
A) RECOMENDACIONES A PEMEX	54
B) CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVA.....	58
X. OPINIÓN A LA SECRETARÍA DE ENERGÍA.....	59

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 Han, el cual es clasificado como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Han, está ubicado en aguas territoriales del Golfo de México Profundo, es desarrollado por el Activo de Exploración Aguas Profundas Sur, 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, lo cual facilitará la administración e integración de la información realizada a la fecha.

Recientemente, el proyecto Golfo de México B se dividió en los proyectos Han y Holok. El proyecto Han es parte de las iniciativas estratégicas de PEP para obtener la información geológica-geofísica necesaria para la interpretación, evaluación del potencial petrolero del país en la porción sur del Golfo de México Profundo y cuantificación de reservas, jerarquizando las áreas donde de acuerdo al modelado geológico-geoquímico de la cuenca, exista el pronóstico de presencia de aceite.

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 Han.
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.*

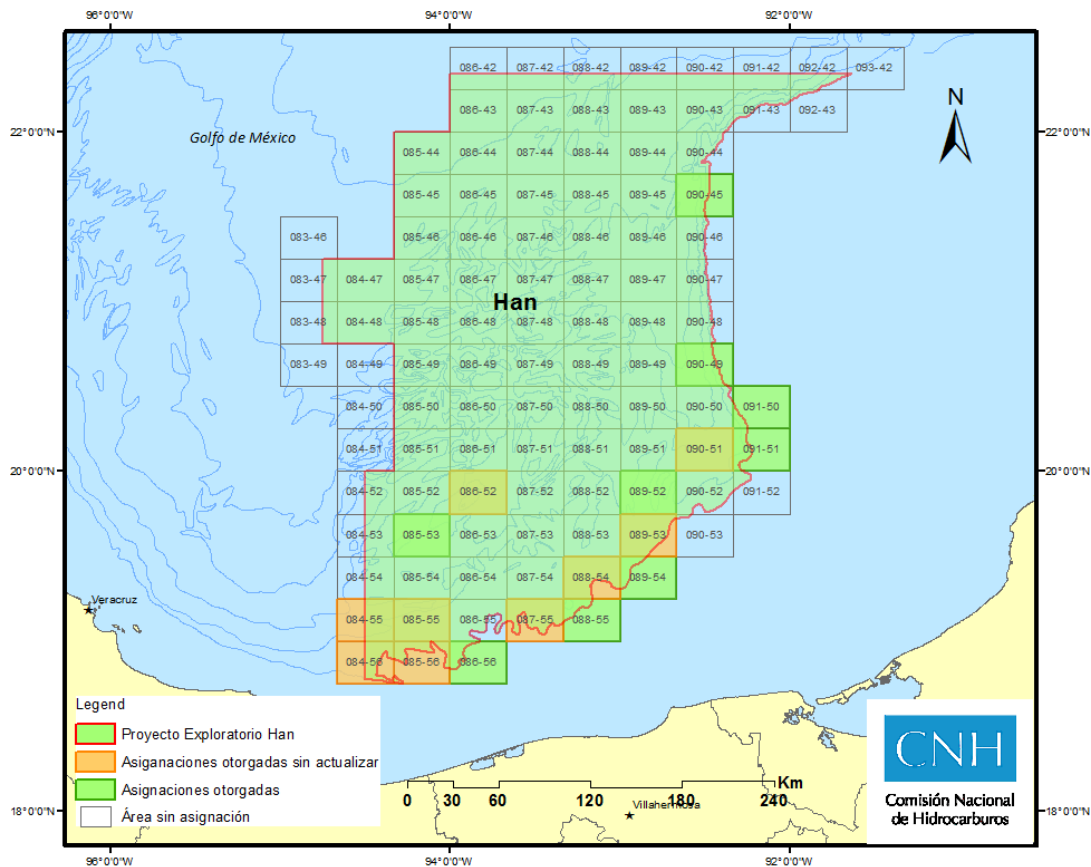
IV. Elementos generales del proyecto

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

a) Ubicación.

El proyecto Han se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, limita con los proyectos Tepal y Holok, al Norte y Suroeste, respectivamente, del Activo de Exploración Aguas Profundas Sur, al Noroeste con el Sector Pulhman del Activo de Exploración Aguas Profundas Norte, al Sur con los proyectos Uchukil y Chalabil y al Este con el proyecto Campeche Oriente, los tres del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino, su límite Sur y Oriente es la isobata de 500 m. El proyecto comprende un área de 73,581 km² y para su administración se subdivide en tres áreas (Kanan, Temoa y Nox-Hux), figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Han



b) Objetivo

Evaluar el potencial petrolero en la porción sur del Golfo de México Profundo en el período 2013 a 2027, con la intención de incorporar reservas de hidrocarburos de rocas siliciclásticas del Paleógeno y Neógeno, así como rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico Superior, con un volumen estimado que varía de 909 mmbpce en el percentil 10 a 9,302 mmbpce en el percentil 90 con un valor medio de 3,293 mmbpce, para lo que se requerirá una inversión exploratoria total de 174,455 millones de pesos.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 70 pozos exploratorios, la realización de 82 estudios geológicos, 70 estudios geofísico de apoyo a la perforación, 15 estudios metoceanicos y la adquisición de 4,000 km² de sísmica 3D.

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

Alternativa 1. La estimación de costos de los principales conceptos para la realización de las actividades de exploración del proyecto Han, se muestran en las tablas 1 y 2. Los costos de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo son proporcionados por la UPMP con diseños estándar sin VCDSE, las inversiones en sísmica y estudios se determinan por el área de Diseño de Exploración del Activo de Exploración Aguas Profundas Sur y por la Subdirección de Exploración con base en las actividades contempladas en la alternativa analizada, lo correspondiente a la inversión de futuros desarrollos de los prospectos del proyecto es elaborada a partir de la base de datos formulada por la Subdirección de Planeación y Evaluación con base en proyectos de aguas profundas desarrollados en otras partes del mundo.

Tabla 1. Inversiones exploratorias, alternativa 1, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Inversión exploratoria	718	505	3,261	4,071	5,468	11,858	12,918	12,364	174,455
Estratégica	529	293	3,048	3,861	5,259	11,648	12,722	12,171	171,275
Pozos	0	0	1,309	2,723	5,134	11,533	12,627	12,069	166,143
Estudios geofísicos	0	0	0	7	7	14	14	22	252
Sísmica *	417	187	1,656	1,055	0	0	0	0	3,315
Estudios geológicos	112	106	83	76	118	101	80	80	1,565
Operacional	189	212	213	209	209	209	197	193	3,180

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

* Incluye la inversión de estudios metoceanicos

Tabla 2. Inversiones futuros desarrollos, alternativa 1, mmpesos

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

El programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos de la alternativa 1 seleccionada, se observan en la tabla 3.

Tabla 3. Programa de estudios geológicos y geofísicos, alternativa 1.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Estudios geológicos	Número	4	4	5	5	6	5	5	6	82
Estudios geofísicos de apoyo a la perforación	Número	0	0	0	2	2	4	4	6	70
Estudios metoceanicos	Número	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Sísmica 3D	Número				4,000					4,000

Se considera la perforación de 70 pozos exploratorios para el periodo 2013-2027, tabla 4.

Tabla 4. Pozos exploratorios a perforar, alternativa 1.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2013-2027
Pozos exploratorios	Número	0	0	2	2	4	4	6	70

Alternativa 2. La estimación de costos de los principales conceptos para la realización de las actividades de exploración del proyecto Han, se muestran en las tablas 5 y 6. Los costos de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo son proporcionados por la UPMP con diseños estándar sin VCDSE, las inversiones en sísmica y estudios se determinan por el área de Diseño de Exploración del Activo y por la Subdirección de Exploración con base en las actividades contempladas en la alternativa analizada, lo correspondiente a la inversión de futuros desarrollos de los prospectos del proyecto es elaborada a partir de la base de datos formulada por la Subdirección de Planeación y Evaluación con base en proyectos de aguas profundas desarrollados en otras partes del mundo.

Tabla 5. Inversión exploratoria, alternativa 2, mmpesos

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Inversión exploratoria	718	505	3,261	3,518	4,631	7,093	10,889	13,292	174,456
Estratégica	529	293	3,048	3,309	4,421	6,883	10,692	13,099	171,275
Pozos	0	0	1,309	2,723	5,134	11,533	12,627	12,069	166,143
Estudios geofísicos	0	0	0	7	7	14	14	22	252
Sísmica *	417	187	1,656	1,055	0	0	0	0	3,315
Estudios geológicos	112	106	83	76	118	101	80	80	1,565
Operacional	189	212	213	209	209	209	197	193	3,180

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

* Incluye la inversión en estudios metoceanicos

Tabla 6. Inversiones futuros desarrollos, alternativa 2, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P10	0	0	0	0	0	0	0	0	136,189
Media	0	0	0	0	0	0	0	3,100	212,299
P90	0	0	0	0	0	0	0	6,021	345,622

El programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos de la alternativa 2 se observa en la tabla 7.

Tabla 7. Programa de estudios geológicos y geofísicos, alternativa 2.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Estudios geológicos	Número	4	4	5	5	6	5	5	6	82
Estudios geofísicos de apoyo a la perforación	Número	0	0	0	2	2	4	4	6	70
Estudios metoceanicos	Número	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Sísmica 3D	Número			4,000						4,000

Se estima una actividad física de perforación de 70 pozos exploratorios para el periodo 2013-2027, tabla 8.

Tabla 8. Pozos exploratorios a perforar, alternativa 2.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2013-2027
Pozos exploratorios	Número	0	0	2	2	4	4	6	70

Para las alternativas (1 y 2) presentadas por Pemex, existe únicamente diferencia en las inversiones anualizadas, sin embargo el total de los conceptos para ambas alternativas es el mismo.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

Se estimó el volumen de recursos prospectivos identificados en oportunidades que pueden contener los nueve diferentes plays considerados (seis terciarios y tres mesozoicos), para todas las oportunidades exploratorias evaluadas en las áreas del proyecto Han.

Los resultados de esta evaluación se muestran en la tabla 9, indicando el recurso medio sin riesgo por play, así como el recurso medio arriesgado y la probabilidad geológica (Pg) correspondiente.

Tabla 9. Volumetría por play, de las áreas en la etapa de visualización

Play	Área	Tipo de Hidrocarburo	Recursos medio con riesgo (MMBPCE)	Promedio de Pg	Recursos medio Sin Riesgo (MMBPCE)
Neógeno	Kanan	Aceite ligero	471	0.14	4,977
		Aceite pesado	14	0.16	83
	Nox-Hux	Aceite ligero	76	0.13	1,884
		Aceite pesado	229	0.15	4,234
	Temoa	Aceite ligero	256	0.13	4,632
		Aceite pesado	38	0.18	317
Paleógeno	Kanan	Aceite ligero	26	0.15	2,194
	Nox-Hux	Aceite ligero	49	0.11	874
		Aceite pesado	30	0.14	3,334
	Temoa	Aceite ligero	467	0.13	7,689
Cretácico Fracturado	Kanan	Aceite ligero	56	0.24	305
	Nox-Hux	Aceite ligero	127	0.13	1,354
		Aceite pesado	74	0.24	704
	Temoa	Aceite ligero	324	0.13	5,201
Cretácico Superior Brecha	Nox-Hux	Aceite ligero	24	0.15	513
		Aceite pesado	308	0.17	3,766
	Temoa	Aceite ligero	20	0.12	650
Jurásico Superior	Kanan	Aceite ligero	15	0.21	170
	Nox-Hux	Aceite ligero	84	0.21	976
		Aceite pesado	142	0.24	1,173
	Temoa	Aceite ligero	65	0.13	1,480
				0.15	

Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, algunos proyectos exploratorios se dividieron en diferentes áreas prioritarias, con base en tres principales clases de criterios: geológicos, operativos y geográficos.

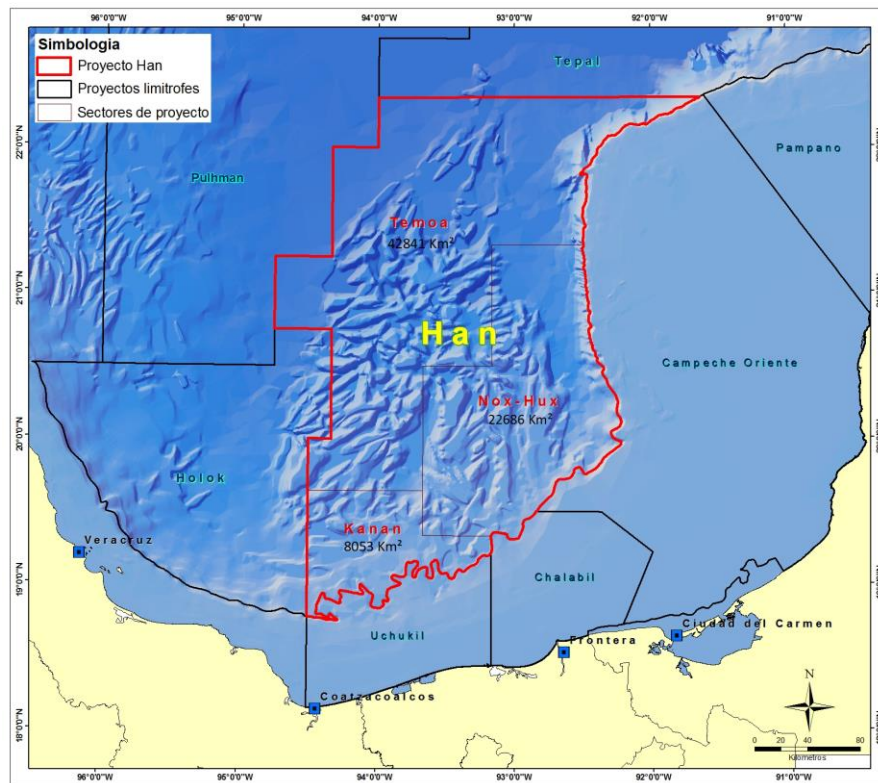
Criterios geológicos: analiza la complejidad geológica, la distribución y características de los plays, la diversidad en los tipos de hidrocarburo esperados y el grado de madurez de dichas áreas, así como el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.

Criterios operativos: consideran la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.

Criterio geográfico: estiman básicamente las dimensiones del área del proyecto y los tirantes de agua.

En este contexto, el proyecto Han se encuentra dividido en 3 áreas principales: Kanan, Nox-Hux y Temoa como se muestra en la figura 2.

Figura 2. División de áreas del proyecto de exploración Han



Con los pozos perforados en los últimos 6 años en aguas profundas del Golfo de México (aguas territoriales) en el proyecto Han, se infiere que el sistema petrolero puede funcionar; sin embargo, el conocimiento obtenido de los estudios de plays, modelado de cuencas y sistemas petroleros ha permitido cuantificar y ponderar los riesgos de los elementos y procesos del sistema petrolero.

Debido a que éste es un proyecto de evaluación del potencial; los 5 elementos de riesgo del sistema petrolero son: cierre de la 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 10).

Tabla 10. Probabilidad geológica y comercial

Áreas del proyecto	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)
Kanan	10 - 23	8 - 22
Nox-Hux	11 - 36	10 - 27
Temoa	11 - 25	10 - 17

e) Inversiones exploratorias del 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. Inversiones exploratorias, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Inversión									
exploratoria	718	505	3,261	4,071	5,468	11,858	12,918	12,364	174,455
Estratégica	529	293	3,048	3,861	5,259	11,648	12,722	12,171	171,275
Pozos	0	0	1,309	2,723	5,134	11,533	12,627	12,069	166,143
Estudios									
geofísicos	0	0	0	7	7	14	14	22	252
Sísmica *	417	187	1,656	1,055	0	0	0	0	3,315
Estudios									
geológicos	112	106	83	76	118	101	80	80	1,565
Operacional	189	212	213	209	209	209	197	193	3,180

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

* Incluye la inversión para estudios metoceanicos

Tabla 12. Inversiones de futuros desarrollos, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	40,432
media	0	0	0	0	0	0	0	0	90,269
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	0	231,453

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.

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)	5.51
Precio gas seco (usd/b)	4.79
Tipo de cambio (pesos por dólar)	12.76
Pesos de:	2012
Año base de indicadores	2013
Periodo de actividad exploratoria	2013-2027
Periodo del proyecto	2013-2061

Para la evaluación económica del proyecto se consideran los valores medios anuales de producción, inversión total y gastos de operación que se obtienen de la simulación probabilística realizada al proyecto. Esta evaluación proporciona resultados antes y después de impuestos. Los indicadores económicos, que resultaron de la evaluación, para la alternativa 1 seleccionada, se muestran en la tabla 14.

Tabla 14. Indicadores económicos

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mmpesos	118,202	6,180
Relación VPN/VPI	peso/peso	0.98	0.05
Tasa Interna de Retorno	%	22%	13%
Beneficio Costo	peso/peso	1.85	1.02
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	121,233	121,233
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	257,130	257,130
Valor Presente de los Costos	mmpesos	17,696	17,696
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos		112,022
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	138,929	250,950

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

- **Suficiencia documental.**

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

Tabla 15. Ficha de información proporcionada.

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	Si	
e. Alineación con las estrategias corporativas de Pemex y la política de hidrocarburos	Si	
II. Introducción	Si	
III. Objetivos y alcance de la etapa de visualización	Si	
IV. Adquisición y evaluación de datos e información		
a. Sísmica (2D O 3D)	Si	
b. Modelos geológicos	Si	
c. Identificación y características de plays	Si	
d. Metodología para la obtención de modelos geológicos probables	Si	

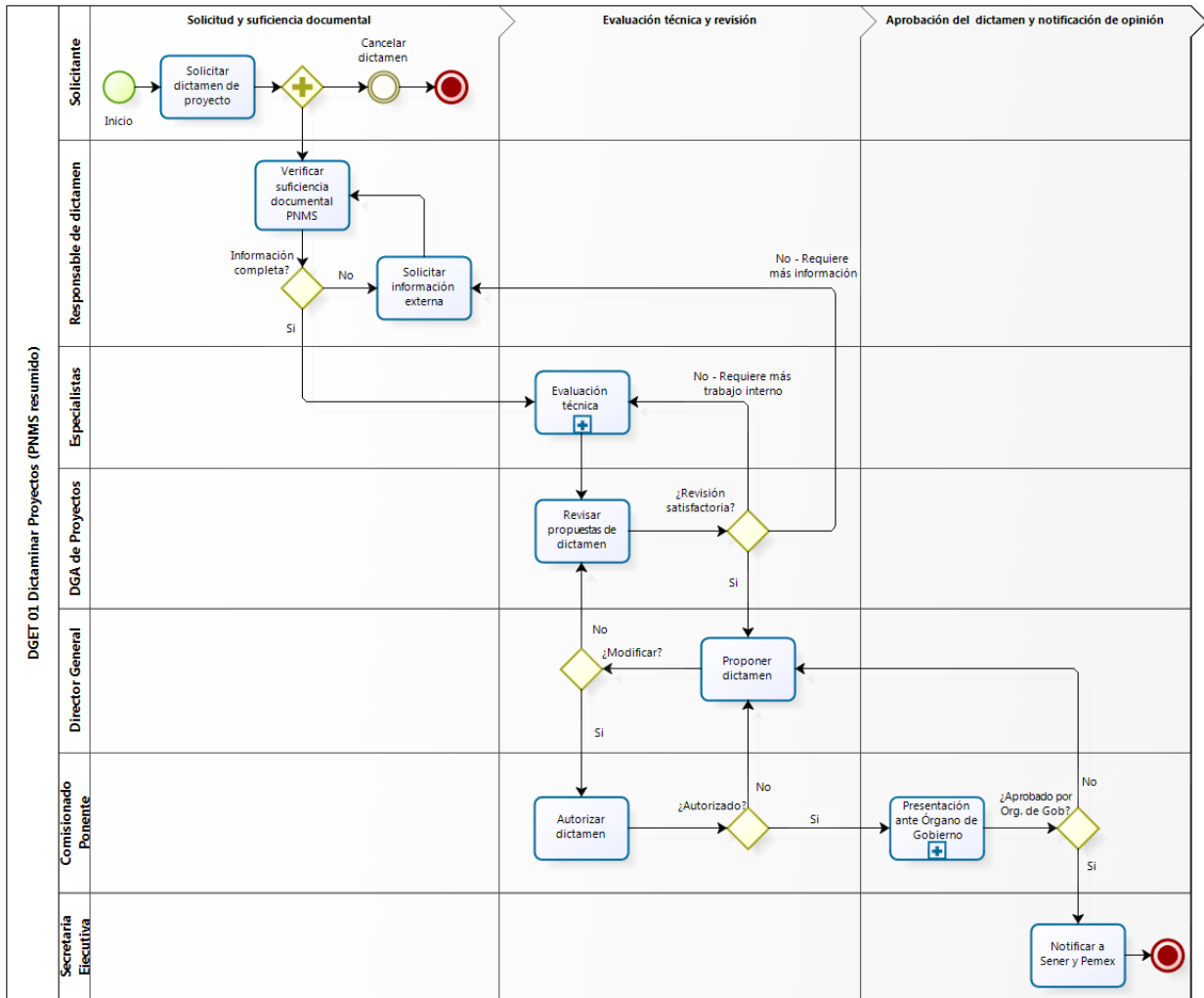
e. Perforación de pozos paramétricos (registros, núcleos, pruebas)	Si	
f. Datos de pozos vecinos y correlaciones	Si	
g. Plan de explotación y métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.	Si	
h. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa	Si	
i. Para cada alternativa presentar el pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburo en sitio	Si	
j. Aspectos geológicos y geofísicos, como origen del sistema, facies, migración y acumulación de hidrocarburos en el/los yacimientos, morfología de fracturas, apertura y permeabilidad de las fracturas, 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.	No	No se incluye la información, se menciona que se incluyó en los DSD 2 y 3. Sin embargo, solo están presentando el DSD1
l. Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos	No	No se incluye la información, se menciona que se incluyó en el DSD 2. Sin embargo, solo están presentando el DSD1.
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	Si	
c. Estimados de costo clase V por cada escenario	Si	

- *Dictamen del proyecto*

La Figura 3 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

Figura 3. 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 programas de exploración desarrollados actualmente por Pemex en áreas cada vez más desafiantes, como es el caso al incursionar en aguas profundas y ultraprofundas, debajo de estructuras salinas, en muchos de los casos, ocasionan entre otras complejidades técnicas, que las imágenes sísmicas necesarias para la etapa de exploración, resulten sombrías o indefinidas, lo cual hace necesario el uso de tecnologías de vanguardia para obtener resultados de alta calidad, contribuyendo sustancialmente a la reducción del denominado Riesgo Exploratorio.

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

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

La geología compleja y la presencia de capas altamente refractivas producen el fenómeno de curvatura de rayos, que hace que las ondas sísmicas no alcancen ciertas profundidades del

subsuelo. Además, el ruido causado por los reflectores cercanos a la superficie puede enmascarar las señales débiles que retornan desde las formaciones profundas.

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

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

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

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

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

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

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

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

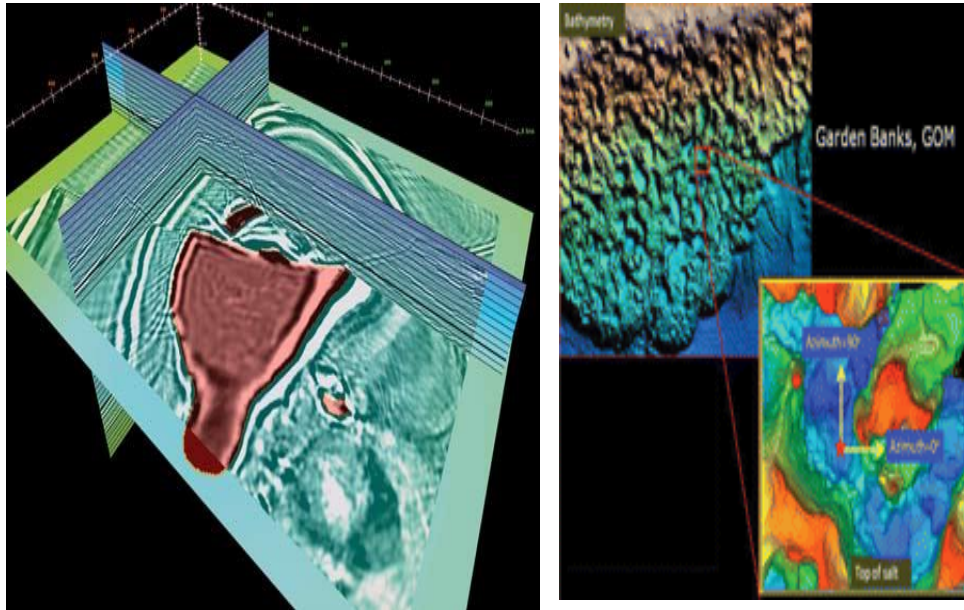
Lo anterior obliga a Pemex a considerar el empleo de las mejores tecnologías y prácticas operativas para identificar con la menor incertidumbre posible las mejores áreas prospectivas para la explotación de los yacimientos de hidrocarburos, dado que incide en la creación de modelos más precisos (estáticos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

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

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

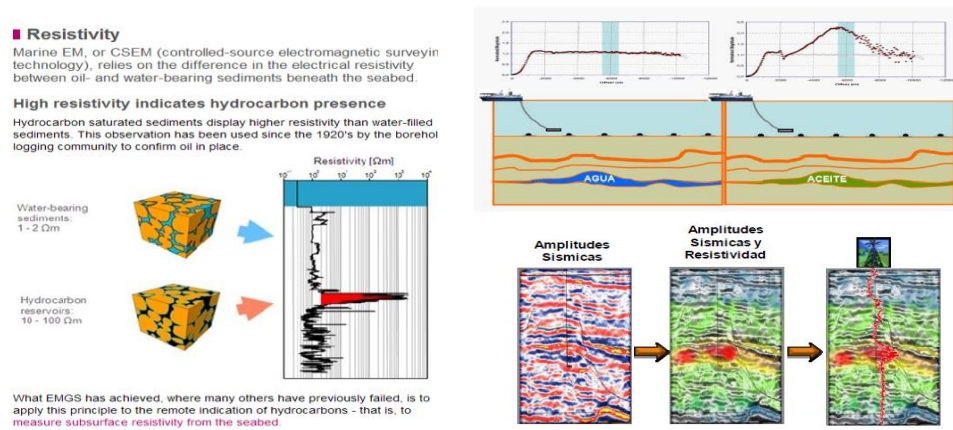
- ***Reverse Time Migration (RTM)***, mejora la interpretación de la sísmica de exploración en áreas geológicas complejas, reduciendo los tiempos de ejecución, figura 4.

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



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

Figura 5.- Método Electromagnético en el fondo marino.



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

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 considera conveniente 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 desarrollar 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) De acuerdo a los resultados de los estudios a realizar en el proyecto y en caso de encontrar una columna lito-estratigráfica con presencia de cuerpos de sal, la Comisión considera necesario realizar un modelado previo a la adquisición sísmica, que permita optimizar la imagen asociada a la porción dominada por la tectónica salina, como es el caso de la porción sur del proyecto.
- c) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios geológico-geofísicos, entre otros, sean analizados e interpretados, y de contar con nueva información resultante, que obligue a una modificación sustantiva del proyecto, es necesario hacerla del conocimiento de la CNH.
- d) Se estima conveniente que se dé cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.
- e) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades representen fielmente las condiciones dinámicas que describan el flujo de fluidos en este, 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 o en explotación. Existen dos elementos fundamentales que determinan la recuperación de hidrocarburos en los proyectos exploratorios, a saber: riesgo e incertidumbre.

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

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

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

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

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

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, 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	91.5	usd/barril
Precio de gas	4.4	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	12.76	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

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.

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, para el súper ligero de 95.93 usd/barril; para el gas húmedo y seco de 5.51 y 4.79 usd/mpc respectivamente; 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.

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 Han, es o no rentable y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 17. Alternativa 1. Indicadores económicos, Pemex.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	118,202
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	121,233
Relación VPN/VPI =	peso/peso	0.98
Relación beneficio costo	peso/peso	1.85

- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa 1 seleccionada es la más rentable, debido a que Pemex sólo envió los datos correspondientes para evaluar esta alternativa, por lo que no es posible comparar los resultados.
- b) La Comisión requiere que Pemex presente el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).
- c) Bajo las premisas del proyecto Han presentadas por PEP en el DSD1-evaluación del potencial, la alternativa propuesta resulta rentable.
- d) Las probabilidades de éxito comercial en las diferentes áreas del proyecto varían entre 8 y 27%, por lo que existe un elevado grado de incertidumbre.
- e) El volumen de hidrocarburos a extraer es ligeramente superior al reportado en el escenario medio de la BDOE.
- f) En la comparación que realiza la Comisión entre la BDOE y el proyecto a dictaminar no cuento con el detalle de las oportunidades a desarrollar para el proyecto. Si bien en periodos

cortos la inversión, los costos y la producción podrían variar, en el horizonte de planeación total deberían ser similares.

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

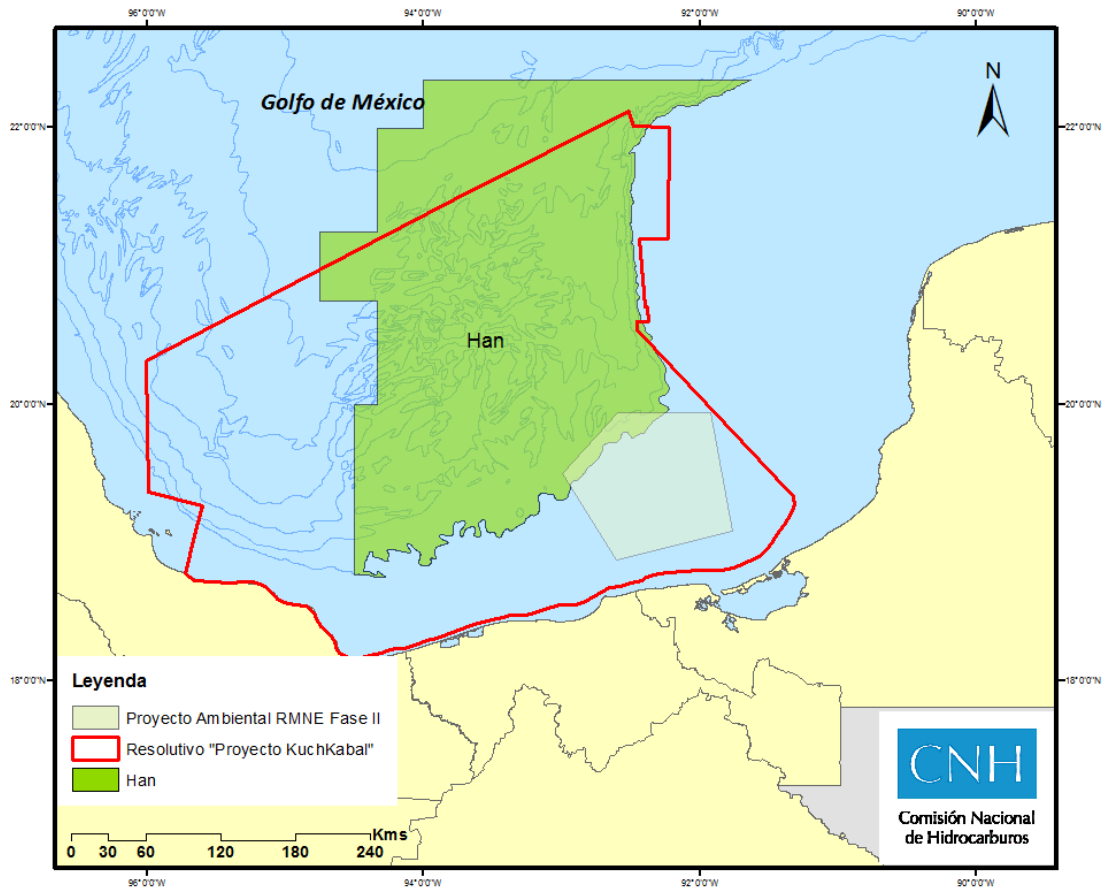
- El precio del aceite se reduce en 26%.
- La producción de hidrocarburos se contrae en 4%.
- Los costos totales aumentan 5%.

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

iv. Aspectos Ambientales.

En la información presentada a esta Comisión, Pemex señala que el oficio resolutivo emitido por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) correspondiente al proyecto de exploración Han, se encuentra bajo el nombre de proyecto Kuchkabal con oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06 emitido en enero del 2006, figura 6.

Figura 6. Resolutivo ambiental del proyecto Han



Cabe mencionar que el proyecto KuchKabal fue dictaminado ambientalmente viable y autorizado de manera condicionada, el cual obliga a PEP a reportar anualmente los avances y notificar a la dependencia gubernamental sobre los pozos exploratorios que se perforen.

Al respecto, se destaca lo siguiente:

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

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 expuesta por Pemex, la poligonal del Proyecto Kuchkabal cubre el 80% de la superficie total del proyecto de exploración Han. Esta Comisión recomienda que Pemex gestione las autorizaciones pertinentes para el área restante (20%) y así realizar las actividades contempladas en ésta área.

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

- b) 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.
- c) Se solicita a Pemex la realización del análisis de factibilidad ambiental, como lo indican los Lineamientos técnicos, en los artículos 12.9 y 17.
- d) Se destaca que el oficio resolutorio de referencia, recomienda que dada la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental.
- e) 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.
- f) Se considera necesario que Pemex informe a la Comisión sobre cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas.

v. Condiciones necesarias de seguridad industrial.

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

- **Identificación de peligros.**

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

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

- **Evaluación de riesgos operativos.**

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

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 incluyen 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 proceso operativo definir su función y variables importantes, haciéndose énfasis en las posibles desviaciones que se pudieran suscitar, analizando la causa-efecto de tal desviación, los procedimientos existentes y su efectividad, así como las recomendaciones emitidas.

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

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

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

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

En el proyecto Han se contempla realizar trabajos de adquisición sísmica, así como de perforación y terminación de pozos. Para la ejecución de estos trabajos, Pemex ha implementado las recomendaciones emitidas por los organismos reguladores internacionales y en especial lo emitido por el nuevo *Bureau of Ocean Energy Management Regulation and Enforcement* (BOEMRE) en todas sus actividades de aguas profundas especialmente en los pozos exploratorios, así mismo, en México el 11 de enero de 2011 fueron emitidas las “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios (Pemex), para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas” que emitió la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), para cumplir con estas disposiciones Pemex formó un grupo de especialistas que se encuentran documentando los temas solicitados por la CNH; dentro de estos temas se encuentran los siguientes:

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

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

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

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

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

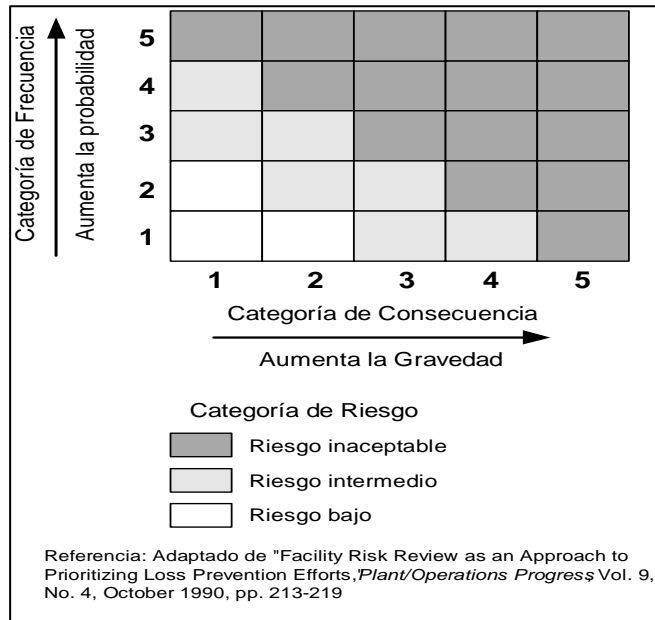
De acuerdo a lo anterior, para determinar el peor escenario se realiza un estudio de Análisis de Riesgo de Procesos, del cual como primer paso se realiza el Análisis Preliminar de Riesgos identificando, a través del análisis de accidentes histórico, los accidentes más frecuentes, sus causas y consecuencias.

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

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

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

Figura 7. Matriz de riesgo hipotético.



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

El Análisis de Consecuencias involucra:

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

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

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

A través de esta metodología se determina el peor escenario (Worst Case Scenario) el cual se selecciona determinando la Magnitud de Riesgo (MR) de los escenarios críticos identificados y el o los que resulten con la mayor MR serán los peores escenarios con impactos al personal, a la instalación, al ambiente y a la imagen, tabla 18.

Tabla 18. Análisis, identificación y evaluación de riesgos

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

De acuerdo al artículo 10 de las disposiciones, PEMEX debe dar aviso de inicio de perforación de un pozo con al menos 15 días de anticipación al inicio del movimiento de los equipos para iniciar

trabajos de perforación y en este aviso se documenta, entre otros, el tema relacionado con el análisis de riesgo por pozo.

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

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

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

En este sentido el Grupo multidisciplinario de PEMEX, tomando como referencia el COMERI 144, determinó con base a la tabla 19, utilizar la técnica ¿Qué pasa si...? ya que esta puede ser aplicada en cualquiera de las etapas de desarrollo de un proyecto.

Tabla 19. Técnica ¿Qué pasa si...?.

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

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

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

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

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

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

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

A continuación se relacionan los planes de respuesta a emergencias aplicables a los pozos que se perforarán en el Proyecto Han.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- **Plan de respuesta a emergencias de las Plataformas semi sumergibles**

Dicho plan tiene como objeto coadyuvar en la prevención, protección, control y mitigación de pérdidas por desastres catastróficos, así como garantizar la integridad física de sus trabajadores, el medio ambiente e instalaciones, acorde a la normatividad vigente.

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

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

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

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

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

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

II. 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 20.

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

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 5 de julio de 2012, los proyectos: Comalcalco, Cuichapa, Han, Holok y Chalabil, se presentaron para la acreditación de su **Etapa FEL correspondiente**, obteniendo el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.



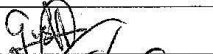

Dado lo anterior, y atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de las mismas Reglas de Operación, el GTI emite la siguiente:

Acreditación:

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

Proyecto	DSD1	DSD2	DSD3	Comentarios
Chalabil	Si	Si	Si	La etapa de Visualización comprende el área Xulum –Ayin y los plays hipotéticos Oxfordiano y pre-sal principalmente. La etapa de Conceptualización comprende el área Okom buscando los plays Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano tradicionalmente productores. La etapa de Definición está asociada a los campos descubiertos Tsimin, Xux y Kinbe . La etapa de Visualización comprende el área Grijalva en los plays mesozoicos.
Comalcalco	Si	Si	Si	La etapa de Conceptualización comprende el área Mezcalapa buscando los plays Cretácico fracturado y Jurásico Superior Kimmeridgiano tradicionalmente productores. La etapa de Definición se asociada al campo descubierto Pareto. La etapa de Visualización comprende el área Almagres y Huimanguillo en los plays Terciarios y Mesozoicos.
Cuichapa	Si	Si	Si	La etapa de Conceptualización comprende el área Agua Dulce buscando los plays Terciario y Cretácico fracturado tradicionalmente productores. La etapa de Definición se asociada a los campos descubiertos Tiumut, Nelash, Rabasa, Flanco, Brillante, Gubicha, Guaricho y Calicanto.
Han	Si			Las tres áreas Temoa, Nox-Hux y Kanan se encuentra en etapa de Visualización para los plays Brechas del Cretácico Superior, Calizas de Cuenca fracturadas del Cretácico, arenas turbidíticas del Paleógeno y Jurásico Superior Kimmeridgiano
Holok	Si	Si	Si	La etapa de Visualización comprende el área Lipax en los plays Mioceno y los plays hipotéticos de edad Paleógeno y Mesozoico. La etapa de Conceptualización comprende el área Ayikal en los plays de edad Mioceno con antecedentes tradicionalmente productores. La etapa de Definición se asociada a los campos descubiertos Piklis, Noxal, Lalail, Leek, Labay, Lakach

[Handwritten signatures and initials]

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

Memo

1. Antecedentes

El proyecto Han tiene sus antecedentes en el proyecto de exploración Golfo de México "B", financiado desde 2003 hasta 2008 por el esquema Cantarell-PIDIREGAS. A partir de 2009 Golfo de México "B" contó con presupuesto PEF y siguió avalado por el proyecto Cantarell. Pemex Exploración y Producción decidió reducir el área geográfica de 326,890 km² a 60,815 km² para su administración por el Activo Integral Holok-Temoa de la Región Marina Suroeste. A raíz del inicio de la reorganización de PEP en 2011, se redefinen los límites y nombre del Activo Integral Holok Temoa como Activo de Exploración Aguas Profundas Sur (AEAPS) y se propone que a partir del año 2013 el proyecto Han quede a cargo del AEAPS, el cual gestionará su registro como proyecto nuevo ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para que cuente con recursos de inversión en forma independiente.

Se cuenta con 49,687 km² de sísmica 3D, que corresponde al 68% del total del área del proyecto. Hasta el 2011 se han perforado 8 pozos exploratorios, de los cuales 2 han resultado productores. De las áreas del proyecto, Kanan con 3 pozos perforados que tienen almacén y el sello y el área de Nox Hux con 4 pozos perforados, resultando exitosos el campo Nab con reservas de 33 mmbpce y el pozo Tamil-1 con recursos contingentes de 200 mmbpce.

3. Objetivo y Alcance

Incorporar reservas de hidrocarburos de rocas siliciclásticas del Paleógeno y Neógeno, así como rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico Superior, en rangos que se presentan en la tabla siguiente:

Recursos a incorporar	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	909
Media	0	0	0	104	171	260	289	189	3,293
p ₉₀	0	0	0	271	397	468	502	572	9,302

4. Metas Físicas

Pozos a perforar 70, 82 estudios geológicos, 15 estudios metoceanicos y 4,000 km² de sísmica 3D.



Concepto	Unidades	Pozos a Perforar								
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Pozos exploratorios	Número	0	0	2	2	2	4	4	6	70

5. Inversiones Exploratorias, mm\$

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027
Estratégica	529	293	3,048	3,861	5,259	11,648	12,722	12,171	171,275
Pozos	0	0	1,309	2,723	5,134	11,533	12,627	12,069	166,143
Sísmica*	417	187	1,656	1,055	0	0	0	0	3,315
Estudios Geológicos	112	106	83	76	118	101	80	80	1,565
Estudios geofísicos	0	0	0	7	7	14	14	22	252
Operacional	189	212	213	209	209	209	193	193	3,180
Total	718	505	3,261	4,071	5,468	11,858	12,918	12,364	174,455

*Incluye la inversión de estudios meteoceánicos

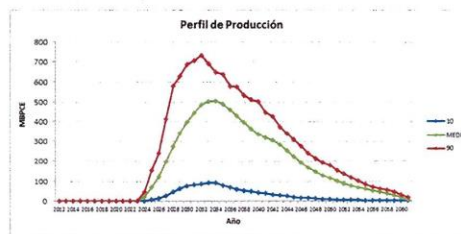
6. Inversiones del Posible Desarrollo, mm\$

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	40,432
Media	0	0	0	0	0	0	0	0	90,269
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	0	231,453

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	60,735
Media	0	0	0	0	0	0	0	0	460,246
P ₉₀	0	0	0	0	0	0	0	0	705,553

8. Pronóstico de Producción



ASJ

El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 3,129 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 3,293 MMBPCE.

9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

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

10. Indicadores Técnicos-Económicos

El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero y pesado. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 13 a 24%. El recurso prospectivo sin riesgo y con riesgo es de 46,510 y 2,895 mmbpce, respectivamente. El costo de descubrimiento corresponde a 53 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente de la Inversión	mm\$	109,470	109,470
Valor Presente Neto	mm\$	75,600	16,651
Relación VPN/VPPI	\$/ \$	0.69	0.15
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 Han.


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

Tabla 20. Comparativo Cédula vs. DSD1.

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	171,275	174,455	2
Gasto de Operación	mmpesos	3,180	3,180	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	909	909	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	3,293	3,293	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	9,302	9,302	0
Horizonte	Años	2013-2027	2013-2027	--
Núm. Pozos a perforar	núm.	70	70	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	75,600	118,202	36
VPI (antes impuestos)	mmpesos	109,470	121,233	10
VPN (después impuestos)	mmpesos	16,651	6,180	169
VPI (después impuestos)	mmpesos	109,470	121,233	10
Estudios geológicos	número	82	82	0
Sísmica 3D	Km ²	4,000	4,000	0

Al respecto, se puede observar que entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex, existen variaciones considerables , destacando los indicadores económicos (VPN y VPI antes y después de impuestos). Así mismo la existencia de una diferencia marginal en cuanto a los montos de inversión presentados.

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 Han												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	718	505	3,261	4,071	5,468	11,858	12,918	12,364	174,455	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	0	2	2	4	4	6	--	70	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	4	4	5	5	6	5	5	6	82	25
	(número)	Real										
Seguimiento												
4.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	909	NA
5.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	0	0	104	171	260	289	189	3,293	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	0	0	271	397	468	502	572	9,302	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 del proyecto de exploración Han, dictaminándolo como ***favorable***, para el *DSD1 Evaluación del Potencia.*, 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 Han 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 en el período 2013-2027, perforar 70 pozos exploratorios, 156 estudios geológicos, 70 estudios geofísicos de apoyo a la perforación, 15 estudios metoceanicos y la adquisición de 4,000 km² de sísmica 3D.

En relación con lo anterior se señala lo siguiente:

Documentación del proyecto:

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

Seguimiento y evaluación del proyecto:

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

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

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

Geociencias:

4. Dado que este proyecto presenta una fuerte influencia de tectónica salina, la Comisión recomienda que Pemex presente los estudios y tecnologías a utilizar para mejorar las técnicas para la obtención de imágenes sísmicas en este tipo de ambientes, así como los resultados obtenidos.
5. Los estudios geológicos, de adquisición sísmica y su interpretación, deben ser integrados por Pemex a los modelos actuales, con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias

para la definición con mayor certidumbre de las oportunidades exploratorias; de lo anterior se recomienda enviar los resultados correspondientes a la Comisión.

6. Envíe a la CNH una copia del Informe Final, al término de los estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería realizados; con sus respectivos análisis, conclusiones y recomendaciones, que realice para este proyecto.

Perforación:

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

Evaluación económica:

11. Proporcione la información necesaria para evaluar económicamente la alternativa 2 de este proyecto, ya que únicamente se entregó la correspondiente para la alternativa 1.
12. Que realice y remita el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).

13. La CNH considera necesario, que Pemex presente, alternativas que muestren diferencias sustantivas, para establecer realmente un comparativo que requiera de un análisis profundo para establecer la mejor elección, dado que los elementos que se consideran actualmente son muy parecidos y no representan una alternativa como tal (aplicación de la metodología VCD visualización, conceptualización y definición).

14. Realice y remita un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales.

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

Protección ambiental:

15. Proporcionar la relación de coordenadas del polígono del proyecto ambiental para simplificar su ubicación.

16. De acuerdo a la información expuesta, la poligonal del Proyecto Kuchkabal cubre el 80% de la superficie total del proyecto de exploración Han. Para el área restante (20%) esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para que se realicen las actividades contempladas para el área.

Seguridad industrial:

17. 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 Han 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 en la porción sur del Golfo de México Profundo y la cuantificación de reservas.

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

1. Se sugiere autorizar a Pemex únicamente las asignaciones en las que se pretenden realizar las actividades establecidas en el documento DSD1-evaluación del potencial, del presente proyecto.
2. Se hace de su conocimiento, que la poligonal ambiental del Proyecto Kuchkabal cubre el 80% de la superficie total del proyecto de exploración Han.
3. Se someten a su consideración, las métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de este dictamen técnico, lo anterior, para que Pemex entregue un informe de avance que permitirá dar seguimiento a las actividades del proyecto e identificar, en su caso, modificaciones sustantivas.
4. Se sugiere a la Sener considerar las observaciones técnicas realizadas por la Comisión, en relación con el ejercicio de sus atribuciones relacionadas con la aprobación de proyectos, la emisión de permisos y el otorgamiento y cancelación de asignaciones petroleras.