

Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Comalcalco (modificación sustantiva)

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.....	9
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, DE POSIBLE DESARROLLO Y GASTOS DE OPERACIÓN.....	11
F) INDICADORES ECONÓMICOS	12
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	14
• REVISIÓN DOCUMENTAL	14
• SUFICIENCIA DOCUMENTAL	14
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	16
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN	19
A) ÉXITO EXPLORATORIO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS.....	19
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DEL PROYECTO.....	20
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	21
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	21
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	24
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	25
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	28
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 DE LA COMISIÓN.....	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 Comalcalco, el cual es clasificado como un proyecto de modificación sustantiva.

El proyecto de exploración Comalcalco está incluido en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste y se ubica en la planicie costera del Golfo de México y frente de la Sierra de Chiapas. Es desarrollado por el Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre. Es considerado como un “Proyecto de modificación sustantiva”, debido a que Pemex exploración y Producción (en adelante, Pemex o PEP) considero conveniente la redistribución del sureste de la República Mexicana 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 estima que realizando la exploración con tecnología de vanguardia aplicada al desarrollo de estudios geológicos, a la interpretación de nuevos datos sísmicos, y a la perforación de pozos exploratorios, constituyen una oportunidad estratégica debido a que los nuevos alineamientos estructurales donde se ubican los campos recientemente descubiertos permiten inferir la presencia de estructuras con buenas posibilidades de contener hidrocarburos y a las altas expectativas de incorporación de reservas en el corto y mediano plazos.

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 Comalcalco.
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.*

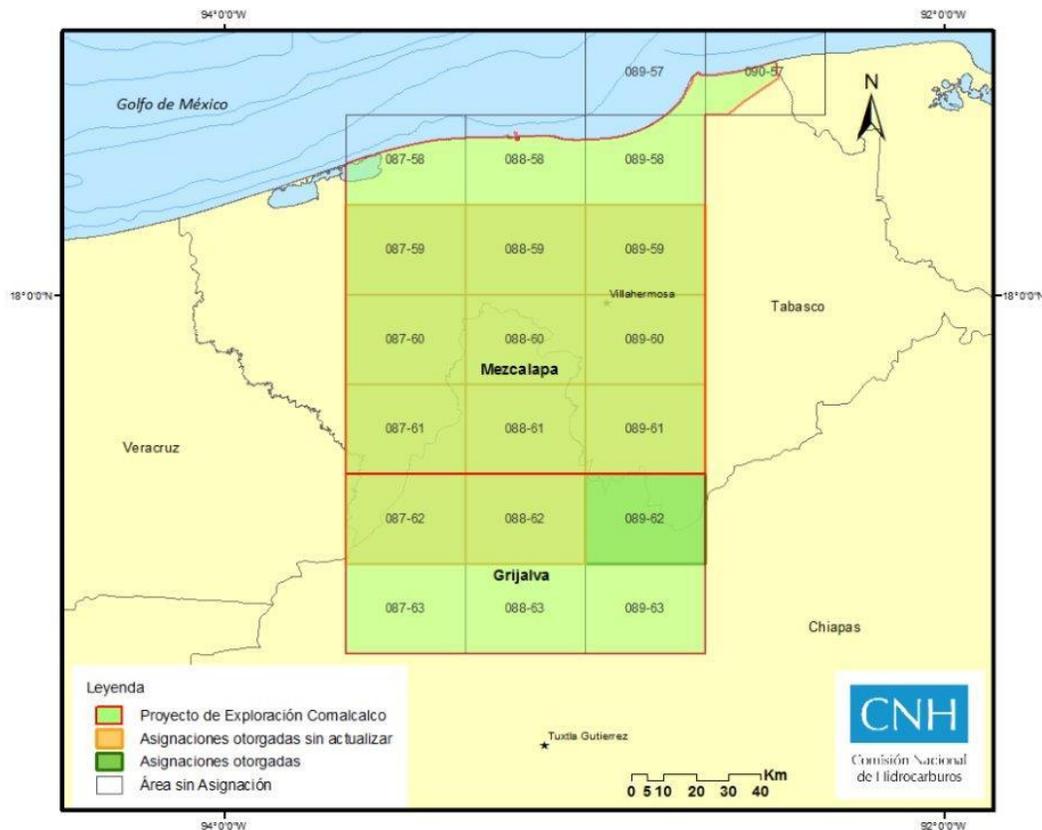
IV. Elementos generales del proyecto

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

a) Ubicación.

El proyecto Comalcalco se ubica en el sureste de la República Mexicana, dentro de la planicie costera del Golfo de México y frente a la Sierra de Chiapas. Se encuentra limitado al norte por el Golfo de México; al sur por la porción centro-sur del Estado de Chiapas; al este por los estados de Tabasco y Chiapas y al oeste por el Estado de Tabasco y zona oriental del Estado de Veracruz. Colinda al este con el proyecto Pakal y al oeste con el proyecto Cuichapa. Cubre un superficie total de 17,163 km² dividida en dos áreas, denominadas; Mezcalapa con un área de 11,283 km² y Grijalva con una extensión de 5,880 km², figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Comalcalco



b) Objetivo

Incorporar reservas de hidrocarburos en rocas del mesozoico y terciario en un rango que varía de 2,575 mmbpce en el percentil 10 a 7,237 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 4,422 mmbpce. La inversión total exploratoria es de 83,330 mmpesos, en el periodo 2013-2030.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 220 pozos exploratorios, la realización de 35 estudios geológicos y geofísicos, y la adquisición de 5,477 km² de sísmica 3D.

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

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

El número de oportunidades y localizaciones exploratorias consideradas a perforar, son 220 en este proyecto, 170 tienen como objetivo los plays del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior, 5 el play Paleógeno y 45 los plays Mioceno y Plioceno; en la tabla 1, se describe para cada play el tipo de hidrocarburo esperado, el recurso medio sin riesgo y con riesgo, así como su probabilidad geológica.

Tabla 1 Plays del Proyecto Comalcalco.

Nombre del play	Hidrocarburo Principal	Recurso Prospectivo sin riesgo (mmbpce)	Pg	Recurso Prospectivo con riesgo (mmbpce)
Jurásico Superior Kimmeridgiano	Aceite ligero o super ligero	5,987	0.35	2,096
Cretácico Inferior	Aceite ligero o super ligero	928	0.30	278
Cretácico Medio	Aceite ligero o super ligero	2,968	0.34	1,009
Cretácico Superior	Aceite ligero o super ligero	2,322	0.25	583
Paleógeno	Aceite ligero	202	0.23	47
Mioceno	Aceite ligero	733	0.32	235
Plioceno	Aceite ligero	669	0.26	174
Total		13,809		4,422

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

Alternativa 1, corresponde a la alternativa seleccionada por Pemex, en la cual se considera perforar 220 pozos exploratorios en un período de 18 años (2013-2030), incluyendo 7 pozos delimitadores; se espera incorporar una reserva media de 4,422 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 83,330 mmpesos, de los cuales 76,401 mmpesos corresponden a inversión estratégica y 6,929 mmpesos están destinados a la inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 746,677 mmpesos, con un índice de utilidad de 8.02 pesos/peso. Después de impuestos el VPN/VPI es de 2.80 pesos/peso.

Los recursos prospectivos a incorporar para esta alternativa, se muestran en la tabla 2.

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

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p ₁₀	43	51	45	63	45	43	36	26	2,575
Media	333	318	309	334	310	303	280	265	4,422
p ₉₀	886	734	778	734	782	748	730	723	7,237

Alternativa 2 Esta alternativa también considera perforar 220 pozos exploratorios en un período de 18 años (2013-2030), incluyendo 7 pozos delimitadores, se incorporará una reserva media de 4,349 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 82,601 mmpesos, de los cuales 75,672 mmpesos corresponden a inversión estratégica y 6,929 mmpesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 719,869 mmpesos, con un índice de utilidad de 7.78 pesos/peso.

Los recursos prospectivos a incorporar para la alternativa 2, se describen en la tabla 3.

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

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p ₁₀	43	51	46	52	43	41	38	22	2,511
Media	333	318	317	304	303	306	288	240	4,349
p ₉₀	886	734	790	672	807	770	726	639	7,122

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

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

Tabla 4 Inversión exploratoria, alternativa 1 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Inversión exploratoria	5,925	5,495	4,664	4,791	6,553	5,643	5,461	4,653	83,330
Estratégica	5,496	5,079	4,211	4,362	6,160	5,250	5,068	4,281	76,401
Pozos ^a	4,584	4,309	4,138	4,276	4,651	4,167	4,065	3,204	68,602
Sísmica	839	708	0	24	1,442	1,002	950	1,025	6,723
Estudios	73	62	73	62	67	81	53	52	1,076
Operacional	429	416	453	429	393	393	393	372	6,929

^a Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios y de los pozos delimitadores de los futuros descubrimientos en los años 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2027.

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 futuros desarrollos (sin operacional), mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	381	523	1,126	1,048	779	254	515	41,255
Media	0	1,793	2,915	4,875	5,489	4,783	3,410	3,457	65,624
P ₉₀	0	3,762	6,979	10,762	13,099	11,578	9,121	8,699	99,354

Tabla 6 Costos operativos, futuros desarrollos, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	98	437	837	1,217	1,533	1,551	1,518	109,022
Media	0	337	1,412	2,705	4,193	5,464	6,037	6,184	154,420
P ₉₀	0	648	2,962	5,953	9,430	12,623	14,068	14,924	224,114

f) Indicadores económicos

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

Tabla 7 Premisas económicas.

Concepto	Unidades	Valor
Aceite superligero	dls/b	95.93
Condensado	dls/b	88.87
Aceite ligero	dls/b	91.58
Gas húmedo	dls/mpc	5.71
Tasa de descuento	%	12
Tipo de cambio	pesos/dl	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 probabilística realizada al proyecto. El modelo económico 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 8.

Tabla 8 Indicadores económicos, alternativa 1 seleccionada.

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mmpesos	746,677	260,296
Relación VPN/VPI	pesos/peso	8.02	2.80
Tasa Interna de Retorno	%	205	93
Beneficio Costo	pesos/peso	6.73	1.42
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	93,103	93,103
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	876,974	876,974
Valor Presente de los Costos	mmpesos	37,196	37,196
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos	0	486,379
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	130,299	616,678

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	Si	
III. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización	No	Es necesario dar detalle de los objetivos y alcance de la etapa. Se esperaría que hablaran de métricas la precisión de las estimaciones.
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	

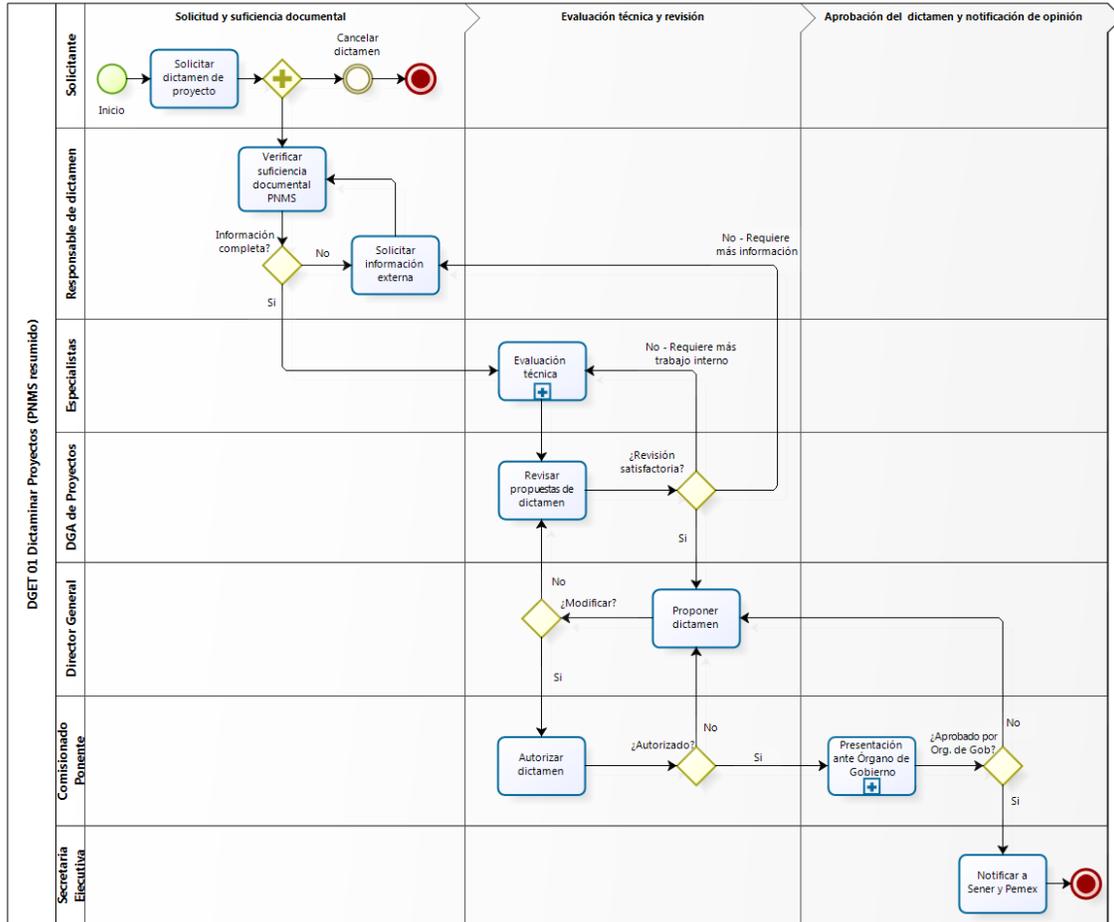
f. Pronósticos de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa	Si	
g. Pronóstico de volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio	Si	
h. Descripción 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	No	No se presenta una cuantificación de los riesgos.
VI. Evaluación económica probabilística de las oportunidades identificadas para la incorporación de reservas	Si	
VII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos	Si	
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	Se indica que se anexó esta información en un archivo digital, pero esta Comisión no recibió ese archivo.
d. Plan para mitigar riesgos	Si	
e. Descripción técnica del descubrimiento	Si	
X. Planes de ejecución y estimados de costos del plan de desarrollo conceptual	Si	
XI. Plan de ejecución de la próxima etapa, Definición (D)/ Factibilidad:		
a. Formalización de roles y responsabilidades	Si	
b. Estudios requeridos	Si	
c. Programa de trabajo clase IV	Si	

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

- *Dictamen del proyecto*

La Figura 2 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

Figura 2. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Powered by
bizagi
Modeler

Fuente: CNH

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

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

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.

Actualmente, la información sísmica adquirida ha sido calificada de regular a mala, debido seguramente al tipo y condiciones del terreno, así como a las limitantes de las herramientas con que se contaba en la época en que fueron realizados estos estudios. Efectivamente estas causas influyen, en algunos casos en la calidad de la información, sin embargo, cuando la mala calidad es una constante en la mayor parte de los estudios, es conveniente investigar otras causas, como la existencia de un problema en cuanto al diseño de los parámetros y al arreglo del proyecto de adquisición, y en grado extremo a la tecnología utilizada la cual, pudo no haber sido la adecuada.

En este proyecto, existe una gran cantidad de levantamientos sísmicos sobrepuestos, en una misma área. Esto es un indicativo más de que los proyectos de adquisición sísmica no se realizaron de manera eficaz. Se debería considerar dentro de los proyectos de interpretación, la posibilidad de realizar un reprocesamiento sísmico para el mejoramiento de la imagen.

Pemex señala que la interpretación y definición de los modelos sedimentarios están sustentados en el análisis de los estudios sísmicos 2D y 3D, información de pozos como núcleos, muestras de canal, datos bioestratigráficos, registros geofísicos; y estudios geológicos realizados. Estos modelos se deben calibrar y actualizar constantemente con la nueva información obtenida, sin embargo, Pemex no muestra evidencias de esto, e inclusive afirma que los modelos geológicos conceptualizados durante la etapa de evaluación de potencial fueron confirmados durante la etapa de Incorporación de reservas. Esto no es normal ya que

debe considerarse que siempre es necesario hacer ajustes al modelo original a medida que se tenga mayor conocimiento del área explorada.

En relación con los aspectos geológicos y geofísicos realizados en los recientes yacimientos del proyecto, Pemex menciona que no se han realizado atributos especiales como AVO e inversión sísmica, por lo cual, la CNH recomienda que se realicen estos estudios en la sísmica ya adquirida, antes de adquirir la nueva sísmica planteada en el proyecto, y así tener la certeza de que la nueva adquisición sísmica va a complementar significativamente el conocimiento sísmico del área.

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

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

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

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

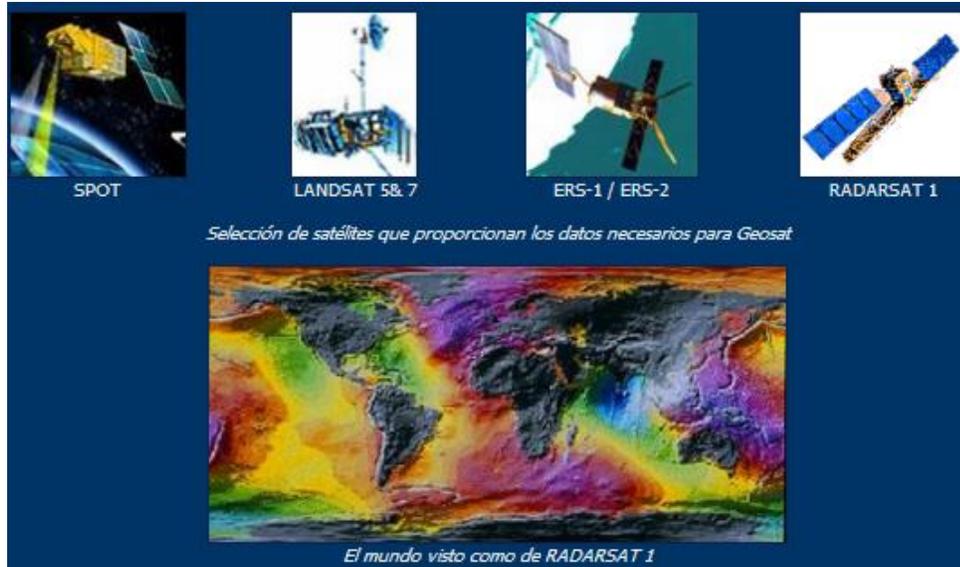


Figura 3 La tecnología de Geosat se basa en el principio físico de que todos los elementos emiten radiación electromagnética a lo largo de cierto espectro por encima del punto de congelación absoluto; la cual utiliza datos satelitales y Geo-datos (geológico, litológico y geofísico) permitiendo la localización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

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

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 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.
- c) De acuerdo con los programas planteados para el desarrollo de las áreas del proyecto, se hace indispensable que se concluyan los estudios geológicos y geofísicos, así como los análisis e interpretaciones correspondientes, antes de dar inicio a los programas de perforación.
- d) Las opciones presentadas por Pemex no muestran diferencias sustantivas que requieran de un análisis profundo para su elección, dado que los elementos que consideran son muy parecidos y no representan realmente una alternativa (aplicación de la metodología VCD visualización, conceptualización y definición).

Formulación del proyecto.

En la tabla 10 se muestran los valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo presentados por Pemex. Como se puede observar las probabilidades geológicas son características de un proyecto de incorporación de reservas, por lo que es necesario que los resultados obtenidos de los estudios y de los pozos exploratorios a perforar, se incorporen lo más pronto posible para reevaluar las oportunidades exploratorias, a fin de mejorar la estimación de los recursos y probabilidades de éxito del proyecto.

Tabla 10. Oportunidades exploratorias a perforar en los 3 primeros años del programa

Pozo	Año propuesto	Recursos (mmbpce)	Pg (%)	Profundidad Total (m.)	Plays
Axalón-1	2013	20.33	36	5,800	Cretácico
Chiquib-1	2013	22.03	47	7,100	Kimmeridgiano
Gótico-1	2013	18.19	43	4,500	Mioceno
Jachim-1	2013	38.72	22	7,000	Cretácico Medio
Huaycura-1001	2013	39.04	51	6,700	Kimmeridgiano
Jujo-1001	2013	39.09	41	7,350	Cretácico Inferior
Mayacaste-1001	2013	17.79	32	6,800	Cretácico Medio
Quesqui-1	2013	47.89	47	7,550	Cretácico Medio
Racemosa-1	2013	59.86	45	5,900	Cretácico Medio
Serpentina-1	2013	17.90	30	4,400	Cretácico Medio
Sunuapa-501	2013	10.90	44	4,850	Cretácico Superior
Chocol-1	2014	42.5	46	6,700	Cretácico Medio
Escoguete-1	2014	9.06	43	5,000	Cretácico Superior
Jomoch-1	2014	44.92	48	6,600	Cretácico Medio
Kanemi-1	2014	43.55	35	6,500	Cretácico Medio
Naguín-101	2014	11.04	57	6,000	Cretácico Medio
Otot-1	2014	59.47	54	7,000	Cretácico Medio
Ofiolita-1	2014	17.03	50	3,800	Mioceno
Tobalá-1001	2014	25.96	38	4,850	Cretácico Inferior
Valeriana-1	2014	34.91	41	5,950	Cretácico Medio
Samaria-2001	2014	28.86	43	5,400	Kimmeridgiano
Dzimpona-1	2015	38.35	30	6,900	Cretácico Medio
Iski-1	2015	48.21	35	6,000	Cretácico Medio
Jechel-1	2015	28.75	34	5,600	Cretácico Superior
Lumal-1	2015	32.55	49	6,350	Cretácico Medio
Nikib-101	2015	38.18	48	5,400	Cretácico Medio
Platao-1	2015	22.33	47	6,400	Cretácico Medio
Tamarhú-1	2015	39.21	44	5,600	Cretácico Medio
Tupilco-301	2015	11.31	44	3,370	Mioceno
Yokan-1	2015	33.27	49	6,700	Cretácico Medio
Tupilco-3001	2015	17.44	44	6,700	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 o en explotación. 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 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 riguroso 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 económica² son presentados en la tabla 11.

Tabla 11. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo ³	94.5	usd/barril
Precio de gas	5.81	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

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 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.

³ En el DSD1 Pemex presenta un precio para el aceite ligero de 91.58 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.

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

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, Pemex.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	746,677
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	93,103
Relación VPN/VPI =	peso/peso	8.02
Relación beneficio costo	peso/peso	6.73
TIR	%	205

- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa 1 es la más rentable, debido a que Pemex sólo envió los datos correspondientes para evaluar esta alternativa, por lo que no es posible comparar los resultados.
- b) La Comisión requiere que Pemex presente el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).
- c) Bajo las premisas del proyecto Comalcalco, presentadas por PEP en la etapa DSD2-incorporación de reservas, la alternativa propuesta resulta rentable.
- d) Los montos totales de costos e inversiones que se presentan en la etapa DSD2-incorporación de reservas, tienen las siguientes características:
 - La inversión reportada para exploración del proyecto es del 22%, 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 28% de la presentada en la BDOE.

- Los costos operativos son similares a los costos reportados en la BDOE
- e) Las probabilidades de éxito comercial varían entre 8% y 52%, por lo que se aprecia la existencia de un elevado grado de incertidumbre.
- f) Se presenta una evaluación económica determinista a partir del escenario presentado por PEP en el DSD2 del proyecto Comalcalco. En el DSD1 sólo se hace mención a esta evaluación.
- g) En comparación con los recursos prospectivos de los proyectos anteriores, el proyecto Comalcalco presenta una elevada incorporación de reservas.
- h) 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.
- i) Después de impuestos el proyecto deja de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
 - El precio del aceite se reduce en 82%.
 - La producción de hidrocarburos se contrae en 67%.
 - Los costos totales aumentan 200%.
- j) De acuerdo al oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado con la clase de costos del proyecto, en referencia a los proyectos de exploración, define que son de clase III y IV para el primer año, y clase IV y V para los años subsecuentes, por lo que se deberá tener un estricto control de los costos para las actividades a desarrollar en el proyecto.

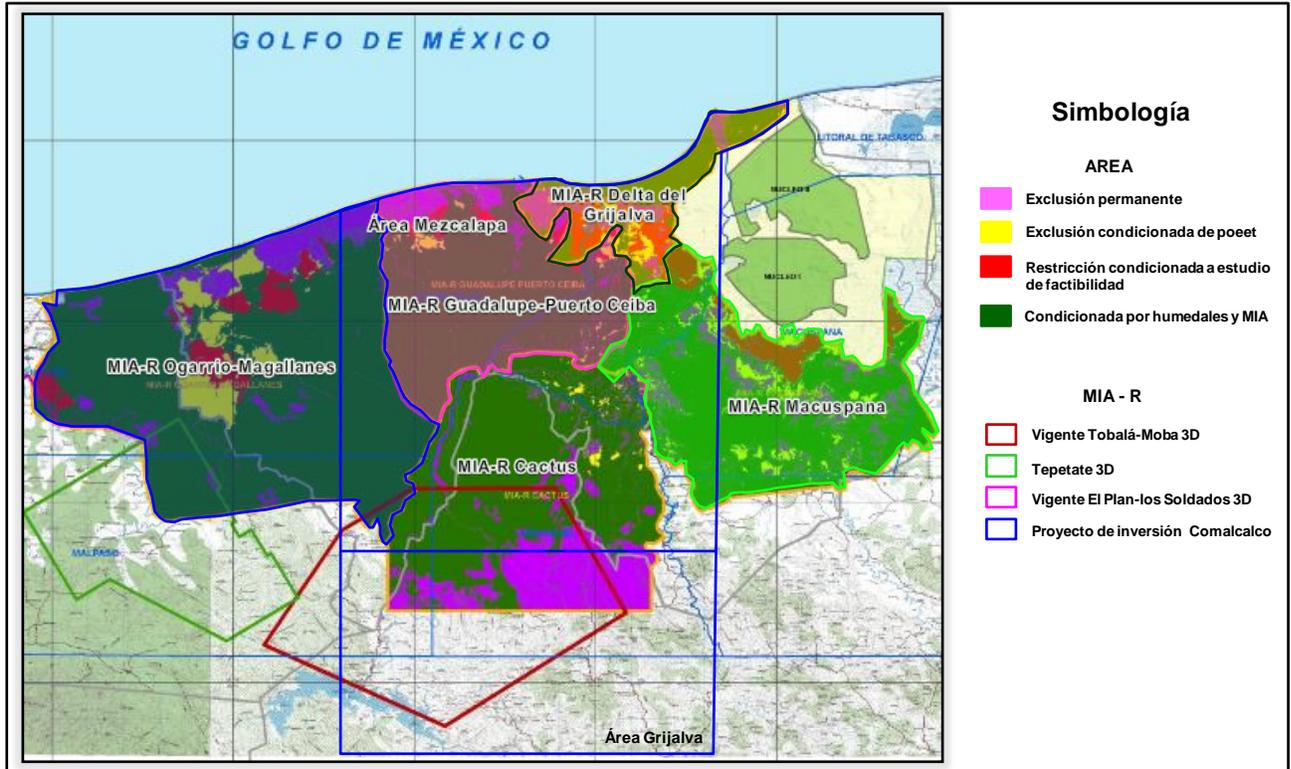
iv. Aspectos Ambientales.

De la información presentada a esta Comisión, Pemex señala que los oficios resolutivos emitidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), correspondientes al proyecto de exploración Comalcalco, se encuentran bajo los siguientes nombres, figura 4:

- Guadalupe Puerto Ceiba (S.G.P.A./DGIRA.DSEI/0266/07) del 23 de febrero de 2007, por un período de 20 años a partir de esta fecha, así como la modificación del mismo S.G.P.A./DGIRA/DG/0149/09 del 15 de enero de 2009, consistente en identificación, caracterización y delimitación de humedales.
- Delta Grijalva (S.G.P.A./DGIRA.DG.2516.07) del 23 de octubre de 2007 por un periodo de 20 años y la modificación del mismo con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0098/09 del 15 de enero de 2009, consistente en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales.
- Cactus (S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07) del 10 de octubre de 2007 por un periodo de 20 años y la modificación del mismo con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0150/09 del 15 de enero de 2009, consistente en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales.
- Ogarrío Magallanes (S.G.P.A./DGIRA.DG.-2288.07) del 5 de octubre de 2007 por un periodo de 20 años y la modificación del mismo con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DG.-0151/09 del 15 de enero de 2009, consistente en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales.
- Macuspana (S.G.P.A./DGIRA.-DG.-2202.07) del 24 septiembre de 2007 por un periodo de 20 años y la modificación del mismo realizada con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DG/0141/09 del 15 de enero de 2009, consistente en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales.

- Tobalá-Moba 3D (S.G.P.A./DGIRA.DG.1399.07) del 21 de junio de 2007, el cual ha tenido las siguientes prórrogas S.G.P.A./DGIRA.DG.2938.09 del 29 de mayo de 2009 y S.G.P.A./DGIRA.DG.3257.10, de fecha 17 de mayo de 2010, con condicionantes.

Figura 4. Resolutivos ambientales del Proyecto Comalcalco



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:

- 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.
- Se solicita a Pemex la realización del análisis de factibilidad ambiental, como lo indican los Lineamientos técnicos, en los artículos 12.9 y 17.

c) De acuerdo a la información expuesta por Pemex, las poligonales de los proyectos Ambientales cubren el 90% de la superficie total del proyecto de exploración Comalcalco. Esta Comisión recomienda que Pemex gestione las autorizaciones pertinentes para el área restante (10%) y así realizar las actividades contempladas para esta 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 Comalcalco.

f) Es necesario incluir en la información que se presente a la Comisión la relación de coordenadas de los pozos a perforar y las del área avalada ambientalmente, para facilitar la ubicación del proyecto.

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.

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

Identificación de peligros. Estos recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos, asociados a problemas mecánicos imprevistos que incrementan los tiempos y los costos, siendo los principales factores que alimentan el riesgo los siguientes:

- La profundidad de los pozos exploratorios, que van hasta 7,500 m.
- El control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.

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

Durante las pruebas de presión-producción, el no dar el tiempo adecuado para una respuesta real del pozo y obtener una información confiable conlleva a una prueba no concluyente o información incompleta para sustentar el volumen del recurso potencial comprometido.

Se describe que tienen medidas y planes de contingencia, tales como: implantación del sistema integral de administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que incluye los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como control y restauración de las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente. También como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos como: sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de la norma ISO 14000, legislación ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales, talleres de análisis de riesgos, etc.

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) Aunado a lo ya establecido, Pemex 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 74 y API RP 75L, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y en general como parte de los elementos indispensables para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
- c) En la evaluación de riesgos operativos, Pemex debe considerar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, además de realizar una evaluación socioeconómica que estime las externalidades negativas.
- d) En las operaciones de perforación de pozos exploratorios intervienen terceros independientes que apoyan la ejecución de las obras y servicios requeridos para tal fin, por lo que es imperante contar con empresas especializadas que utilicen tecnología de vanguardia, con experiencia calificada y certificada, con capacidad técnica y financiera comprobables, que utilicen las mejores prácticas, realicen sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas.

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

VII. Opinión de la MIP

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

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

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

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

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

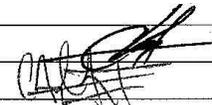
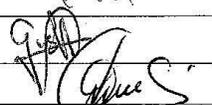
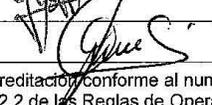
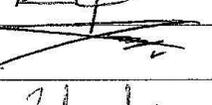
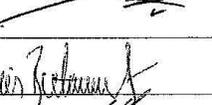
Dado lo anterior, y atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de las mismas Reglas de Operación, el GTI emite la siguiente:

Acreditación:

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

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

99
[Handwritten signature]

	Nombre	Organismo	Firma
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	

M...

1. Antecedentes

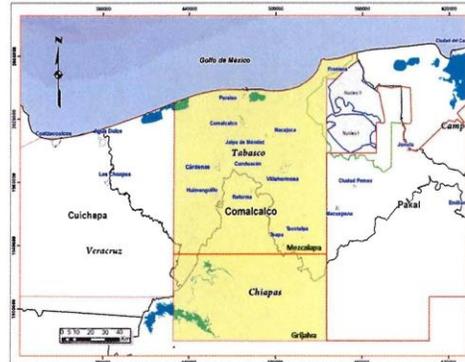
El Proyecto Comalcalco con un área de 3,807 km², fue registrado como Proyecto Nuevo en los primeros meses del 2011, contando con recursos de inversión propios, asignados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en noviembre del mismo año se incrementó su área exploratoria a 17,163 km². Derivado de lo anterior, el Proyecto Comalcalco gestiona su Cambio de Monto y Alcance por haber incrementado su inversión autorizada en un 131.2% para el periodo 2013-2030. La inversión exploratoria autorizada corresponde a 36,033 mmpesos y la solicitada corresponde a 83,330 mmpesos.

El Proyecto Comalcalco es considerado un proyecto de exploración maduro en etapa de conceptualización y definición en la zona Mezcalapa y la región Grijalva se encuentra en etapa de visualización. En la actualidad se ha adquirido 11,678 km² de sísmica 3D, que corresponde al 68% del total del área del proyecto

Del año 2003 a 2011 se han terminado 58 pozos, resultando 34 productores y 24 improductivos. Estos resultados dan un 59 % de éxito exploratorio.

2. Ubicación

Este proyecto se ubica en el sureste de la República Mexicana, dentro de la planicie costera del Golfo de México y frente de la Sierra de Chiapas, cubriendo la parte centro-oeste del estado de Tabasco y noroeste del estado de Chiapas. Cubre una superficie total de 17,163 km².



3. Objetivo y Alcance

Incorporar reservas de aceite ligero en los plays del Jurásico Kimmeridgiano y Cretácico, con un valor medio de 4,422 mmbpce, en el periodo 2013-2030, en rangos que se presentan en la siguiente tabla:

Recursos Prospectivos a Incorporar, mmbpce

Recursos a incorporar	Proyecto Autorizado (2012-2025)	Proyecto Propuesto (2013-2030)
P ₁₀	677	2,575
Media	1,530	4,422
P ₉₀	2,755	7,237

4. Metas Físicas

Metas Físicas	Proyecto Autorizado	Proyecto Propuesto
Pozos a perforar	97	220
Estudios Geológicos	34	34
Adquisición sísmica 3D km ²	1,145	5,477

ALH/FAC

Página 1 de 3

5. Inversiones Exploratorias, mm\$.

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Estratégica	5,496	5,079	4,211	4,362	6,160	5,250	5,068	4,281	76,401
Pozos	4,584	4,309	4,138	4,276	4,651	4,167	4,065	3,204	68,602
Sísmica	839	708	0	24	1,442	1,002	950	1,025	6,723
Estudios	73	62	73	62	67	81	53	52	1,076
Operacional	429	416	453	429	393	393	393	372	6,929
Total	5,925	5,495	4,664	4,791	6,553	5,643	5,461	4,653	83,330

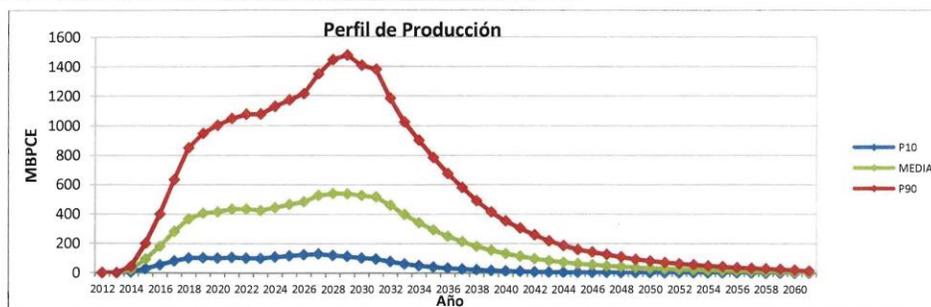
6. Inversiones del Posible Desarrollo, mm\$.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	381	523	1,126	1,048	779	254	515	41,255
Media	0	1,793	2,915	4,875	5,489	4,783	3,410	3,457	65,624
P ₉₀	0	3,762	6,979	10,762	13,099	11,578	9,121	8,699	99,354

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

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	98	437	837	1,217	1,533	1,551	1,518	109,022
Media	0	337	1,412	2,705	4,193	5,464	6,037	6,184	154,420
P ₉₀	0	648	2,962	5,953	9,430	12,623	14,068	14,924	224,114

8. Pronóstico de Producción



El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 3,802 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 4,422 MMBPCE.

ALH/FAC

ASJ

9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

- 1.- **Técnico.**- En el sistema petrolero se ha detectado que la roca almacén y la trampa 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 Técnico- Económicos después de impuestos.

El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero y/o superligero. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 23 a 35%. El recurso prospectivo sin riesgo y con riesgo es de 13,809 y 4,422 mmbpce, respectivamente. El costo de descubrimiento corresponde a 18.84 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Proyecto Autorizado	Proyecto Propuesto
Valor Presente de la Inversión	mm\$	46,235	93,103
Valor Presente Neto	mm\$	49,465	260,296
Relación VPN/VPI	\$/ \$	1,07	2.80
Tasa Interna de Retorno	%	45	93

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 Comalcalco, CMA.

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

ALH/FAC

Página 3 de 3

Tabla 13. Comparativo Cédula vs. DSD2.

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	83,330	83,330	0
Gasto de Operación	mmpesos	6,929	6,929	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	2,575	2,575	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	4,422	4,422	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	7,237	7,237	0
Horizonte	Años	2013-2030	2013-2030	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	220	220	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	Sin dato	746,677	-
VPI (antes impuestos)	mmpesos	Sin dato	93,103	-
VPN (después impuestos)	mmpesos	260,296	260,296	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	93,103	93,103	0
Estudios geológicos	número	34	34	0
Adquisición sísmica 3D	Km ²	5,477	5,477	

Al respecto, se puede observar que los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex, existe variación en lo referente al VPN y VPI (antes de impuestos).

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 Comalcalco												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2027	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	5,925	5,495	4,664	4,791	6,553	5,643	5,461	4,653	83,330	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	11	11	11	12	13	12	12	11	220	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	2	1	3	1	3	2	2	1	34	25
	(número)	Real										
4.- Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	(número)	Programa	1	2	0	0	1	2	0	1	8	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	43	51	45	63	45	43	36	26	2,575	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	333	318	309	334	310	303	280	265	4,422	NA
7.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	886	734	778	734	782	748	730	723	7,237	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 Comalcalco, dictaminándolo como ***favorable para el DSD1 Evaluación del Potencial y DSD2 Incorporación de Reservas***. Debido a que se estima que realizando la exploración con tecnología de vanguardia aplicada al desarrollo de estudios geológicos, a la interpretación de nuevos datos sísmicos, y a la perforación de pozos exploratorios, constituyen una oportunidad estratégica, debido a que los nuevos alineamientos estructurales donde se ubican los campos recientemente descubiertos permiten inferir la presencia de estructuras con buenas posibilidades de contener hidrocarburos y a las altas expectativas de incorporación de reservas en el corto y mediano plazos. 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 dirigidas a Pemex en relación con el proyecto Comalcalco 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 220 pozos exploratorios, realizar 34 estudios geológicos y adquirir 5,477 km² de sísmica 3D.

Para la etapa de incorporación de reserva (DSD2), se tiene considerada la perforación de 31 pozos en el periodo de 2013 al 2015 en los Plays probados del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior, Paleógeno, Mioceno y Plioceno, con los cuales se espera realizar la incorporación de reservas.

La etapa DSD3, no fue evaluada, debido a que actualmente 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 la etapa 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. La CNH recomienda que se realicen atributos especiales como AVO e inversión sísmica en los estudios sísmicos anteriormente realizados, previos a la adquisición de la nueva sísmica planteada en el proyecto, y así tener la certeza de que está va a complementar significativamente el conocimiento del área.
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.
7. Dados los planes manifestados para realizar los estudios sísmicos y los programas de perforación, la Comisión estima necesario que primero se realicen dichos estudios y su interpretación correspondiente, antes de iniciar la perforación de algún pozo.

Perforación:

8. Para dar un seguimiento adecuado, la Comisión requiere contar con el análisis post mortem de los pozos exploratorios terminados.

9. Realice un modelo de dependencia entre pozos a perforar en el proyecto, para establecer escenarios de acuerdo al resultado que se obtenga con los elementos del sistema petrolero y *plays* analizados.
10. Dar cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.
11. Proporcionar la relación de coordenadas de los pozos a perforar, para facilitar la ubicación del proyecto.

Evaluación económica:

12. Proporcione la información necesaria para evaluar económicamente la alternativa 2 de este proyecto, ya que únicamente se entregó la correspondiente para la alternativa 1.
13. Que realice y remita el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).
14. Realice y remita un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales.

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

Protección ambiental:

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

16. De acuerdo a la información expuesta, las poligonales del proyecto, cubren el 90% de la superficie total del proyecto de exploración Comalcalco. Para el área restante (10%) esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para que se realicen las actividades contempladas para el área.

Seguridad industrial:

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

b) Cumplimiento a la normativa de la Comisión

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

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

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

X. Opinión a la Secretaría de Energía

De acuerdo con lo señalado en el artículo 50 de los Lineamientos técnicos y para los efectos administrativos a que tenga lugar, se emite el presente dictamen y opinión respecto del proyecto de exploración Comalcalco en sentido ***favorable*** con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1) e incorporación de reservas (DSD2). Debido a que se estima que realizando la exploración con tecnología de vanguardia aplicada al desarrollo de estudios geológicos, a la interpretación de nuevos datos sísmicos, y a la perforación de pozos exploratorios, constituyen una oportunidad estratégica, debido a que los nuevos alineamientos estructurales donde se ubican los campos recientemente descubiertos permiten inferir la presencia de estructuras con buenas posibilidades de contener hidrocarburos y a las altas expectativas de 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, 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.